

N°42 • Novembre 2013

## LE SECTEUR ELECTRIQUE EN PHASE 2 DE L'EU ETS : MOINS D'EMISSIONS DE CO<sub>2</sub>, MAIS TOUJOURS AUTANT DE CHARBON

Nicolas Berghmans<sup>1</sup> et Emilie Alberola<sup>2</sup>

Depuis 2005, 1 453 centrales électriques et de cogénération participent au système européen de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> échangeables (*European Union Emission Trading Scheme* ou EU ETS en anglais) qui les contraignent au respect d'un plafond d'émissions de CO<sub>2</sub> annuel. Les centrales thermiques utilisant comme carburant primaire le charbon (bitumineux, lignite ou autre) et le gaz naturel constituent à part égale 86 % de la capacité de production incluse dans l'EU ETS. Les centrales à gaz naturel sont deux fois plus nombreuses que celles fonctionnant au charbon : 671 centrales à gaz contre 352 centrales à charbon.

Au cours de la phase 2 (2008-2012), le secteur électrique et de la cogénération a vu une baisse de ses émissions de CO<sub>2</sub> de 186 Mt, soit - 14,2 %, passant de 1 306 Mt en 2007, dernière année de la phase 1 à 1 120 Mt en 2012. Cette baisse diffère selon le type de centrale et le combustible utilisé :

- Les émissions des centrales de production exclusivement électrique ont diminué plus fortement leurs émissions de CO<sub>2</sub> que les sites de cogénération.
- Ce sont les centrales à gaz et à pétrole qui ont vu leurs émissions de CO<sub>2</sub> se replier le plus fortement, de respectivement - 34 % et - 30 % entre 2008 et 2012 : les émissions de CO<sub>2</sub> issues des centrales au gaz chutant de 273 à 175 MtCO<sub>2</sub> et celles des centrales à pétrole de 50 à 37 MtCO<sub>2</sub>.
- Après avoir fortement baissé en 2008 et 2009, au plus fort de la crise économique, les émissions de CO<sub>2</sub> issues des centrales à charbon ont même eu tendance à augmenter entre 2009 et 2012, atteignant 846 MtCO<sub>2</sub> en 2012. Cette hausse s'explique d'une part par le regain de compétitivité du charbon comme combustible pour les centrales thermiques en Europe, notamment du fait de l'exportation de la production excédentaire du charbon des Etats-Unis vers l'Europe et de l'effondrement du prix du carbone en Europe qui ne pénalise plus les centrales à charbon durant les années 2011 et 2012.

Malgré la baisse générale de ses émissions de CO<sub>2</sub> entre 2008 et 2012, le secteur de l'électricité et de la cogénération reste structurellement déficitaire en quotas : 865 MtCO<sub>2</sub> au terme de la phase 2 du fait d'une allocation de quotas gratuits réduite par rapport à la phase 1. Ce déficit de quotas est largement porté par les centrales à charbon, tandis que les centrales à gaz ont globalement reçu plus de quotas qu'elles n'ont émis de CO<sub>2</sub>. Principale source de demande d'actifs carbone (quotas EUA et crédits Kyoto, CER ou ERU), le secteur a restitué 533 millions de crédits Kyoto, comblant ainsi 65 % de son déficit. Par rapport à une restitution entièrement constituée d'EUA, l'utilisation de crédits internationaux a permis aux producteurs électriques d'économiser un peu plus de 2 Mds d'€, dont 1,2 Mds d'€ sur la seule année 2012.

<sup>1</sup> Nicolas Berghmans est chargé d'études à CDC Climat Recherche. Ses recherches portent sur le développement de l'EU ETS et du secteur électrique européen. [nicolas.berghmans@cdcclimat.com](mailto:nicolas.berghmans@cdcclimat.com) - +33 1 58 50 98 19

<sup>2</sup> Emilie Alberola est chef du pôle de recherche « Marché du carbone et des énergies » à CDC Climat Recherche. [emilie.alberola@cdcclimat.com](mailto:emilie.alberola@cdcclimat.com) - +33 1 58 50 41 76

## **REMERCIEMENTS**

Les auteurs souhaitent remercier tous ceux qui l'on aidé dans la rédaction de ce rapport, en particulier l'équipe de la Chaire économie du climat pour leur soutien dans l'élaboration de la méthodologie du croisement des bases de données.

Nous sommes également redevables envers Jean-Yves Caneill (Electricité de France), Fabien Roques (Compass Lexecon), Raphael Trotignon (Chaire Economie du Climat de l'Université Paris-Dauphine), Audrey Zermati (Union française de l'électricité) et l'ensemble de l'équipe de recherche de CDC Climat pour ses relectures attentives et commentaires utiles.

***Les auteurs assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.***

---

**Directeur de publication : Benoît Leguet - ISSN 2101-4663**

**Pour recevoir des actualités sur nos publications, envoyez vos coordonnées à [recherche@cdcclimat.com](mailto:recherche@cdcclimat.com)**

**Contact presse : Maria Scolan - 01 58 50 32 48 - [maria.scolan@cdcclimat.com](mailto:maria.scolan@cdcclimat.com)**

Cette publication est intégralement financée par l'établissement public « Caisse des Dépôts ». CDC Climat ne participe pas au financement de ces travaux.

La Caisse des Dépôts n'est en aucun cas responsable de la teneur de cette publication.

Cette publication ne constitue pas une analyse financière au sens de la réglementation.

La diffusion de ce document ne constitue ni (i) la fourniture d'un conseil de quelque nature que ce soit, ni (ii) la prestation d'un service d'investissement ni (iii) une offre visant à la réalisation d'un quelconque investissement.

Les marchés et actifs objets des analyses contenues dans ce document présentent des risques spécifiques. Les destinataires de ce document sont invités à requérir les conseils (notamment financiers, juridiques et/ou fiscaux) utiles avant toute décision d'investissement sur lesdits marchés.

Les travaux objets de la présente publication ont été réalisés à titre indépendant par l'équipe de CDC Climat Recherche. Des mesures organisationnelles en place au sein de CDC Climat renforcent l'indépendance matérielle de cette équipe. Cette publication reflète donc les seules opinions de l'équipe CDC Climat Recherche, à l'exclusion des équipes opérationnelles ou filiales de CDC Climat.

Les conclusions de ces travaux ne lient d'aucune manière l'action des équipes opérationnelles ou filiales de CDC Climat. CDC Climat n'est pas un prestataire de services d'investissement.

## SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION</b>	<b>4</b>
<b>I. LES CENTRALES ÉLECTRIQUES COUVERTES PAR L'EU ETS : PANORAMA DE 1 400 INSTALLATIONS</b>	<b>5</b>
A. Les centrales électriques fonctionnant au charbon et au gaz naturel représentent, à part égale, 86 % de la puissance installée couverte par l'EU ETS	6
B. Les centrales électriques fonctionnant au gaz naturel représentent la majorité des centrales électriques de l'EU ETS	7
C. Les centrales à gaz deux fois plus jeunes que les centrales à charbon et à pétrole	8
<b>II. LES ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DU SECTEUR ÉLECTRIQUE COUVERT PAR L'EU ETS : UNE BAISSSE DE 14,2 % EN PHASE 2 PAR RAPPORT A LA PHASE 1</b>	<b>10</b>
A. Des émissions en recul de 110 MtCO <sub>2</sub> depuis 2008 : une baisse plus modérée que celle des autres secteurs industriels de l'EU ETS	10
B. Les émissions de CO <sub>2</sub> issues des centrales à charbon en croissance depuis 2010 à l'inverse de celles issues des centrales à gaz naturel.	14
C. Les émissions de CO <sub>2</sub> du secteur électrique diminuent dans la majorité des Etats européens	17
<b>III. LE SECTEUR ELECTRIQUE : LE PREMIER SECTEUR ALLOCATAIRE ET DEFICITAIRE DE L'EU ETS</b>	<b>18</b>
A. Le secteur de la production d'électricité et de cogénération : le premier secteur allocataire de l'EU ETS avec environ 1 GtCO <sub>2</sub> par an	18
B. Bilan de conformité de la phase 2 : un déficit de 825 MtCO <sub>2</sub> couvert à 65 % par l'utilisation des crédits carbones internationaux	21
<b>CONCLUSION</b>	<b>27</b>
<b>RÉFÉRENCES</b>	<b>28</b>
<b>ANNEXE I – METHODOLOGIE DU CROISEMENT DES DONNEES</b>	<b>29</b>
<b>ANNEXE II – EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DU SECTEUR ELECTRIQUE PAR PAYS</b>	<b>30</b>
<b>ANNEXE III – EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DES CENTRALES ELECTRIQUES ET DE COGENERATION PAR COMBUSTIBLE PRIMAIRE</b>	<b>31</b>

## INTRODUCTION

---

La deuxième période du système européen de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> échangeables<sup>3</sup> (EU ETS en anglais), qui s'est déroulée entre 2008 et 2012, s'est clôturée en mai 2013 avec la mise en conformité des émissions de CO<sub>2</sub> de l'année 2012 des quelques 12 000 installations incluses dans son périmètre. La Commission européenne a annoncé que les émissions vérifiées de CO<sub>2</sub> provenant des installations de l'EU ETS se sont établies à 1 867 MtCO<sub>2</sub><sup>4</sup> en 2012, diminuant ainsi de 11,9 % depuis 2008.

Le secteur de la production d'électricité et de la cogénération est avec un niveau de 1 120 millions de tonne de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) en 2012 le premier secteur émetteur de CO<sub>2</sub> dans l'EU ETS depuis 2005, mais également le plus déficitaire en quotas. Il a de plus subi la une réduction d'environ 20 % de ses quotas alloués gratuitement entre les phases 1 et 2 de l'EU ETS, resserrement plus important que pour les autres secteurs. Sa contribution à l'effort de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'Union européenne (UE) devrait fortement s'accroître au-delà de 2020 si l'on se base sur les recommandations de la feuille de route « *Pour une économie sobre en carbone à l'horizon de 2050*<sup>5</sup> ». Celle-ci indique l'objectif ambitieux de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> de - 93 à - 99 % en 2050 par rapport à 1990 pour le secteur électrique.

Entre 2008 et 2012, le secteur de production d'électricité et de la cogénération en Europe a opéré dans un contexte économique et réglementaire dont la conjoncture s'est modifiée : une crise économique européenne qui a fortement fait reculer la demande électrique du continent ; l'arrivée de la production de gaz de schiste aux Etats-Unis qui crée une offre additionnelle bouleversant les prix du gaz et du charbon en Europe ; les négociations internationales et les discussions européennes sur le climat qui témoignent d'une grande incertitude sur l'ambition future quant à la lutte contre le changement climatique ; et enfin, un prix du carbone révélé par l'EU ETS qui a fortement chuté, passant d'environ 30 €/t en 2008 à 3 €/t fin 2012.

Dans ce contexte, comment les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique ont-elles évolué ? Cette Etude Climat vise à examiner l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> et des positions de conformité des installations de production d'électricité et de cogénération<sup>6</sup> contraintes par l'EU ETS entre 2008 et 2012. La première partie de l'étude présente le panorama des installations de production électrique concernées par l'EU ETS. La deuxième partie examine la tendance baissière des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur au cours de la période de 2008 à 2012. Enfin, la troisième partie analyse la mise en conformité des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique au regard de l'allocation initiale de quotas gratuits et de l'utilisation des crédits carbones internationaux.

---

<sup>3</sup> Le système européen de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> échangeables a été mis en place pour atteindre l'objectif de réduction d'émissions de l'Union européenne (UE15) dans le cadre du protocole de Kyoto : réduire de 8 % les émissions de gaz à effet de serre sur la période 2008-2012 par rapport à 1990.

<sup>4</sup> [http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news\\_2013051601\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2013051601_en.htm)

<sup>5</sup> <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0112:FIN:FR:PDF>

<sup>6</sup> L'analyse se base sur les niveaux d'émissions de CO<sub>2</sub> publiés par l'*European Union Independent Transaction Log* (EUTL) et les caractéristiques techniques des centrales de production référencées dans la base de données World Electric Power Plant (WEPP) éditée par Platts.

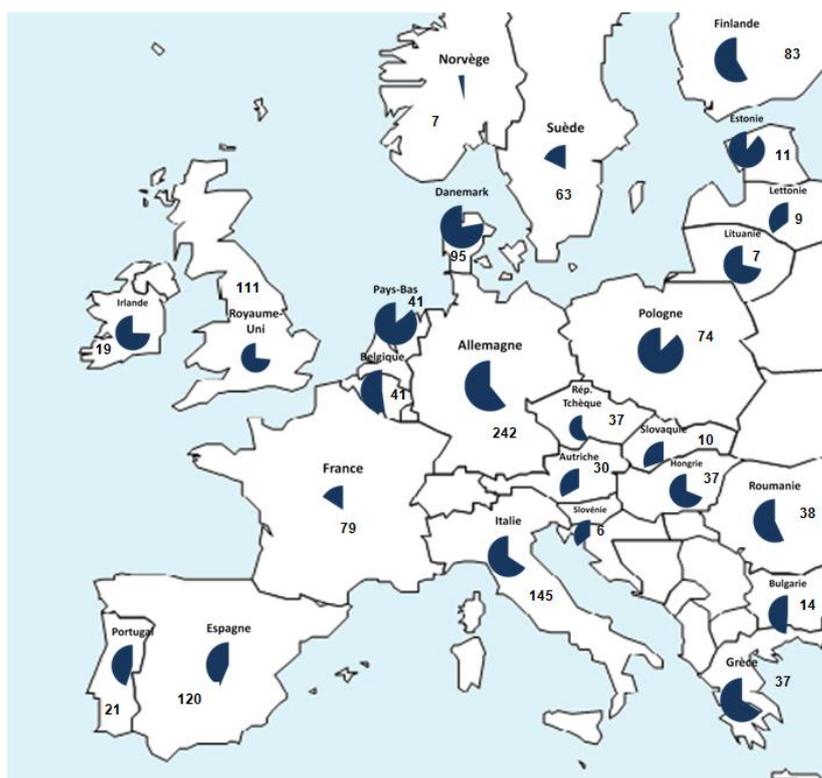
## I. LES CENTRALES ÉLECTRIQUES COUVERTES PAR L'EU ETS : PANORAMA DE 1 400 INSTALLATIONS

Au sein des 30 Etats de l'Espace Economique Européen (EEE) qui réunissent les 27 Etats membres de l'Union européenne et les 3 Etats de l'Association Européenne de Libre-Echange (AELE)<sup>7</sup>, le parc électrique couvert par l'EU ETS concerne les centrales à combustion fossile dont la puissance thermique excède les 20 MW (directive 2003/87/CE). Ce système de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub> exclut les installations utilisant strictement de la biomasse. Au total, ce sont 1 453 centrales de production d'électricité et de cogénération<sup>8</sup> qui depuis 2005 ont été incité à réduire leurs émissions par l'EU ETS.

La répartition géographique de ces installations est largement inégale au sein de l'EEE (Figure 1). Les Etats, ayant le mix électrique le plus intensif en combustible fossile, ont naturellement une part plus importante de leur puissance de production installée incluse dans l'EU ETS. Ainsi, plus de 85 % des moyens de productions entrent dans le périmètre de l'EU ETS en Pologne et aux Pays-Bas, tandis que cette part est inférieure à 20 % en France, en Suède et en Norvège.

Cette partie présente les caractéristiques des installations de production d'électricité et de cogénération qui sont sous la régulation de l'EU ETS : leurs puissances de production, leurs nombres et leur ancienneté de ces centrales par type de combustible et technologie.

**Figure 1 - Part de la puissance de production d'électricité installée et nombre d'installations de production d'électricité/cogénération concernées par l'EU ETS en 2012**



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

<sup>7</sup> L'association européenne de libre-échange ou en anglais *European Free Trade Association* (EFTA) réunit l'Islande, le Liechtenstein et la Norvège.

<sup>8</sup> L'identification de ces centrales de production s'est réalisée à partir du croisement de la liste des centrales de l'EU ETS référencées dans le European Independent Transaction Log (EUTL) et des données du World Electric Power Plant éditées par Platts qui contient leurs caractéristiques techniques (combustible primaire et secondaire, année de mise en service, capacité théorique de production électrique, etc...).

## A. Les centrales électriques fonctionnant au charbon et au gaz naturel représentent, à part égale, 86 % de la puissance installée couverte par l'EU ETS

L'Union européenne présente un parc de production électrique diversifié. Les quatre principales énergies que sont le charbon, le gaz naturel, l'hydraulique et le nucléaire, représentent 83 % de la puissance de production installée au sein de l'UE. Plus de la moitié de cette puissance électrique – 420 GW sur 821 GW – concerne des sites de production inclus dans le périmètre de l'EU ETS (cf.

Figure 2) et qui sont très largement des centrales thermiques à combustion fossile, produisant 1 549 TWh soit la moitié de l'électricité en Europe en 2011 (Eurostat<sup>9</sup>).

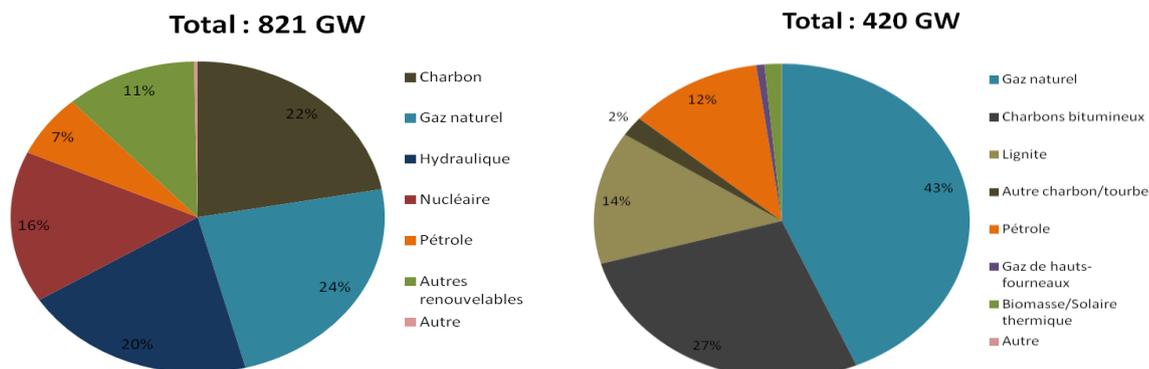
Les centrales à gaz et au charbon représentent chacun 43 % de la puissance installée couverte par l'EU ETS, comme illustré par la

Figure 2. Les centrales fonctionnant au pétrole et autres dérivés comptent elles pour 12 % et les sites de production d'énergie renouvelable (biomasse ou solaire thermique), utilisant un combustible fossile pour carburant secondaire, seulement pour 2 %.

**Figure 2 - Composition de la puissance électrique installée en EU-27 + NO, IS, LI fin 2012**

*Toutes les centrales de production*

*Les centrales de production de l'EU ETS*



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

L'Allemagne et la Pologne concentrent à elle deux 44 % de la puissance de production d'électricité à partir de charbon. A l'échelle nationale, la part des centrales à charbon dans le mix de production électrique dépasse même les 90 % en Pologne, en République tchèque et en Bulgarie. Pour les centrales à gaz, ce sont l'Italie, le Royaume-Uni et l'Espagne qui réunissent 56 % des capacités de production. A l'échelle nationale, la part de la puissance installée fonctionnant au gaz naturel les plus élevées se situent en Lettonie (98 %), en Norvège (94 %), en Lituanie (72 %) et aux Pays-Bas (70 %). Les centrales à pétrole sont concentrées dans le sud de l'Europe : 35 % des installations sont situées en Italie et Espagne, une grande partie des installations étant situées dans les zones insulaires telles que Chypre, Malte, les îles grecques et italiennes, les DOM-TOM français et les archipels espagnols et portugais.

<sup>9</sup> [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search\\_database](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database)

## B. Les centrales électriques fonctionnant au gaz naturel représentent la majorité des centrales électriques de l'EU ETS

Bien que les puissances installées de production électrique à partir de charbon et de gaz naturel soient similaires, les centrales à gaz naturel sont deux fois plus nombreuses que celles fonctionnant au charbon : 671 centrales à gaz contre 352 centrales à charbon. Ainsi, 46 % des sites de production électrique inclus dans l'EU ETS produisent de l'électricité par la combustion du gaz naturel. Depuis 2005, le nombre des centrales électriques et de cogénération à gaz naturel inclus dans le périmètre de l'EU ETS s'est accru, passant de 587 installations en fin de période 1 de l'EU ETS à 653 unités au début de sa phase 2.

Les centrales électriques fonctionnant à charbon et à pétrole, qui représentent respectivement 24 % et 17 % des centrales électriques de l'EU ETS, affichent une tendance inverse : un léger repli reflétant le retrait progressif des unités de production vieillissantes. Enfin, moins de 10 % des installations du secteur électrique couvert par l'EU ETS utilisent des combustibles fossiles en appoint d'une autre source d'énergie primaire (solaire thermique) ou des carburants primaires non fossiles (biomasse<sup>10</sup>, déchets municipaux ou méthane d'origine minière). Leurs émissions de CO<sub>2</sub> comptabilisées proviennent de l'utilisation d'un carburant fossile secondaire. Ainsi, les centrales solaires thermiques, qui se développent principalement en Espagne, sont incluses dans l'EU ETS car elles utilisent du gaz naturel en complément de la puissance solaire durant les périodes de faible ensoleillement.

**Tableau 1 – Nombre d'installations de production électrique/cogénération incluses dans l'EU ETS**

Energie primaire utilisée par l'installation	2005	2007	2012	Evolution 2007-2012	Part des installations de cogénération en 2012
<b>Gaz naturel</b>	671	587	653	+ 66	42 %
<b>Charbon</b>	352	342	336	- 6	45 %
- <i>dont charbon bitumineux</i>	223	217	210	-7	42 %
- <i>dont charbon lignite</i>	87	83	86	+3	50 %
- <i>dont autres charbons</i>	42	42	40	-2	45 %
<b>Pétrole</b>	248	232	227	-5	12 %
<b>Tourbe</b>	22	20	21	+ 1	71 %
<b>Schistes bitumineux</b>	7	6	6	0	67 %
<b>Gaz de hauts-fourneaux</b>	14	11	13	+ 2	46 %
<b>Autres</b>	139	83	129	+ 46	60 %
- <i>dont biomasse</i>	76	60	75	+ 15	81 %
- <i>dont solaire thermique</i>	27	0	27	+ 27	0 %
- <i>dont déchets</i>	11	7	10	3	100 %
- <i>dont méthane</i>	6	6	4	-2	50 %
- <i>dont Inconnu</i>	19	10	13	+ 3	31 %
<b>TOTAL</b>	<b>1 453</b>	<b>1 281</b>	<b>1 385</b>	<b>+ 104</b>	<b>40 %</b>

Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

<sup>10</sup> Les émissions de CO<sub>2</sub> attribuables à la biomasse ne sont pas comptabilisées dans les émissions vérifiées de ces installations, la biomasse étant considérée comme neutre en carbone.

La prédominance du nombre de centrales à gaz naturel s'explique par leur capacité de production inférieure à celle des centrales fonctionnant au charbon, bien que la capacité de production installée contrainte par l'EU ETS soit équivalente à 180 GW. La différence de capacité entre centrales de cogénération est encore plus forte : une centrale fonctionnant au gaz est neuf fois moins puissante en moyenne qu'une centrale fonctionnant au lignite : 54 MW contre 507 MW (Tableau 2).

**Tableau 2 - Puissance moyenne des sites de production d'électricité par carburant primaire**

Type de combustible fossile	Puissance moyenne des sites de cogénération (MWh)	Puissance moyenne des sites de production d'électricité (MWh)
<b>Charbon lignite</b>	507	795
<b>Charbon bitumineux</b>	295	779
<b>Gaz naturel</b>	54	418
<b>Pétrole</b>	91	230

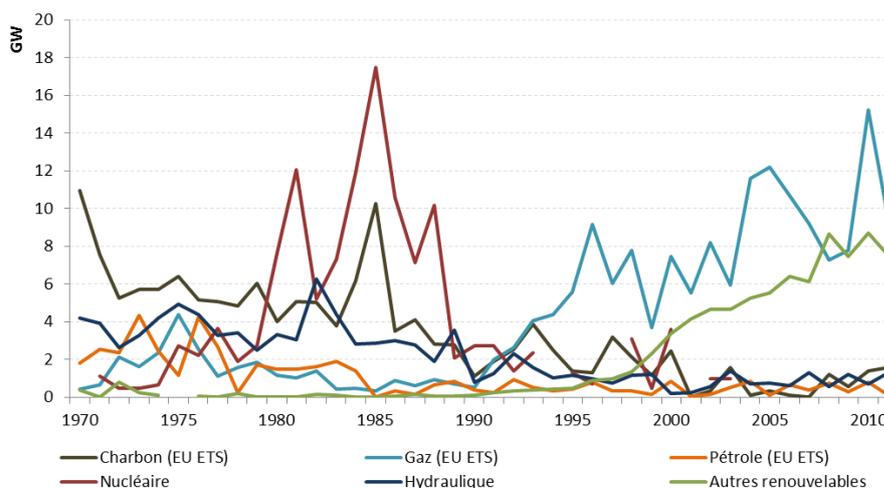
*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

### C. Les centrales à gaz deux fois plus jeunes que les centrales à charbon et à pétrole

Le renouvellement du parc de production électrique se réalise au rythme imposé par la durée de vie élevée des centrales : entre 30 à 50 ans d'exploitation pour les centrales thermiques à flamme. Le parc de production d'électricité actuel en Europe s'est ainsi constitué progressivement par vague technologique (Figure 3).

La tendance récente la plus marquante est l'essor des nouvelles capacités de production à gaz. L'essor de ces centrales à gaz est la conséquence croisée de l'exploitation des champs gazier de la mer du Nord et de l'amélioration des technologies de production à base de gaz (voir l'Encadré 1). L'expansion plus récente des capacités de production d'énergies renouvelables est également la conséquence de l'amélioration de ces technologies, mais aussi de l'évolution du cadre réglementaire national et européen plus ou moins favorable à leur déploiement. Enfin, le développement rapide des unités de production nucléaire entre 1970 et 1989 a été soutenu par la volonté de certains Etats de réduire leur dépendance vis-à-vis du prix du pétrole à la suite des chocs pétroliers.

**Figure 3 - Nouvelles capacités de production d'électricité en Europe par type de technologie : l'essor du gaz naturel et des énergies renouvelables**



*Source : World Electric Power Plant (Platts)*

*Note : les capacités de production fossile sont incluses dans l'EU ETS si leur capacité thermique est supérieure à 20 MW.*

Parmi les centrales à combustion fossile participantes à l'EU ETS, les centrales à charbon sont les plus anciennes : les 336 centrales à charbon en activité en 2012 ont été mises en service en moyenne 20 ans avant les 653 centrales à gaz naturel. En moyenne, ces centrales à charbon fonctionnent depuis 35 années contre 13 années pour les centrales à gaz (cf. Tableau 3).

**Tableau 3 - Année moyenne de mise en service du MW installé  
par combustible primaire (fin 2012)**

Combustible primaire	Charbon	Gaz naturel	Pétrole	Gaz de hauts-fourneaux	Tourbe
<b>Année moyenne de mise en service par MW installé</b>	1979	1999	1980	1990	1993

*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

Le renouvellement du parc électrique en Europe va s'opérer ainsi par le retrait progressif des centrales de production d'électricité les plus anciennes, les centrales à charbon et à pétrole, et par l'introduction de nouvelles unités de production. Les décisions d'investissement des opérateurs électriques dépendent fortement du contexte économique, politique et réglementaire qui peut s'avérer plus ou moins favorable au déploiement de technologies plus sobres en carbone.

**Encadré 1 – Les facteurs du développement des centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel en Europe depuis les années 1990**

Depuis deux décennies, l'essor de ces centrales en Europe s'explique par quatre facteurs principaux. Tout d'abord, le développement de l'offre de gaz disponible en Europe, via l'exploitation du gaz naturel de la mer du Nord, a permis principalement au Royaume-Uni et aux Pays-Bas de développer leurs capacités de production électrique à gaz. Elle s'est poursuivie par la construction de nombreux gazoducs reliant les pays du Maghreb et le sud de l'Europe : *Transmed* en 1983 doublé en 1994 (Algérie-Tunisie-Sicile) ; *Maghreb-Europe* en 1997 (Maroc-Espagne), *Greenstream* en 2004 (Libye-Sicile) et *Medgaz* en 2009 (Algérie-Espagne)<sup>11</sup>. Ce sont ensuite les pays du sud de l'Europe, comme l'Espagne et à l'Italie qui ont développé un parc important de centrale à gaz.

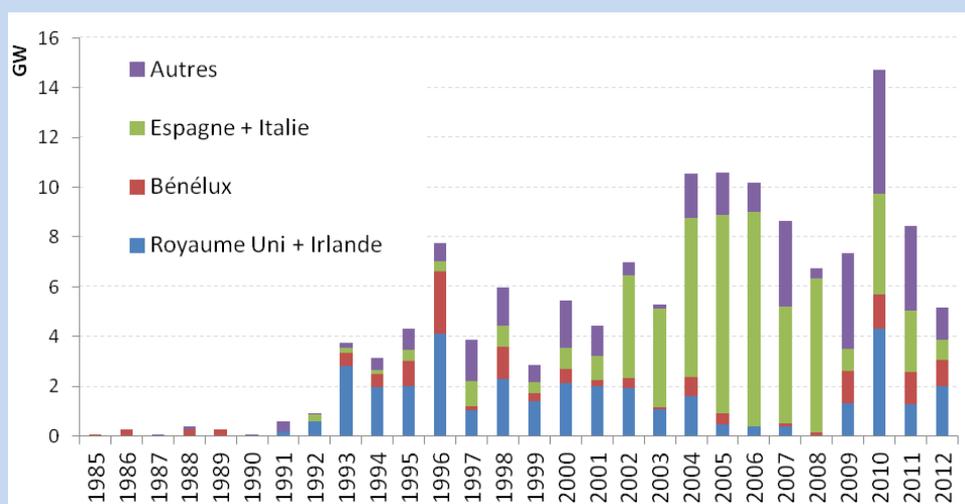
Par ailleurs, ce mouvement a été renforcé par l'amélioration technique. Le perfectionnement de la technologie des cycles combinés à gaz (CCGT), permettant de raccorder une turbine à vapeur à une turbine à gaz, a permis une amélioration de l'efficacité thermique<sup>12</sup> des centrales à gaz de 16 % au niveau mondial entre 1991 et 2007, bien plus rapide que celle des autres carburants fossiles. Les centrales à cycles combinés les plus modernes atteignent désormais une efficacité thermique de près de 60 %<sup>13</sup>. Les CCGT sont conçus pour un fonctionnement en semi-base (entre 2 000 et 6 000 h/an) et constituent un moyen d'ajustement efficace du parc de production. Ensuite, la faible intensité capitalistique de l'investissement à capacité de production donnée des centrales à gaz naturel a favorisé ce mouvement. Les coûts d'investissement ne représentent ainsi que 22 % en moyenne du coût total de production de l'électricité (données pour l'Allemagne, AIE, 2010) contre 40 % pour le charbon et 80 % pour le nucléaire. Enfin, la production d'électricité à base de gaz naturel est de 2 à 2,5 fois moins intensive en carbone que celle à charbon. L'introduction du prix du carbone européen révélé par l'EU ETS peut également favoriser les investissements dans des CCGT par rapport aux autres énergies fossiles.

<sup>11</sup> « Infrastructures et développement énergétique durable en Méditerranée : perspectives 2025 », Plan bleu et AFD (2009)

<sup>12</sup> Rapport entre l'énergie électrique produite et l'énergie thermique dégagée lors de la combustion du carburant

<sup>13</sup> <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-3/features/ccgt-breaking-the-60-per-cent-efficiency-barrier.html>

Figure 4 - Nouvelles capacités de production : l'essor des cycles combinés à gaz



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

## II. LES ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DU SECTEUR ÉLECTRIQUE COUVERT PAR L'EU ETS : UNE BAISSÉ DE 14,2 % EN PHASE 2 PAR RAPPORT A LA PHASE 1

Le secteur de la production d'électricité et de cogénération a vu ses émissions de CO<sub>2</sub> baisser significativement : après un pic en 2007, dernière année de la phase 1 de l'EU ETS, ses émissions de CO<sub>2</sub> ont diminué de 14,2 % (voir Figure 5), passant de 1 306 Mt à 1 120 Mt entre 2007 et 2012. Cette baisse constatée des émissions de CO<sub>2</sub> provient de différentes raisons conjoncturelles et structurelles. Tout d'abord la demande d'électricité en Europe a fortement baissé entre 2009 et 2012 en raison de la crise économique. Ensuite, la compétitivité renouvelée du prix du charbon par rapport au prix du gaz depuis 2008 est venue freinée cette baisse d'émissions de CO<sub>2</sub>, en maintenant les émissions de CO<sub>2</sub> provenant des centrales les plus émettrices, tandis que l'utilisation du gaz naturel diminuait sur la période 2007-2012. Enfin, de manière plus structurelle, le mix électrique des Etats membres s'est modifié au cours de cette dernière décennie dont l'une des tendances majeures est le fort essor des énergies renouvelables non émettrices.

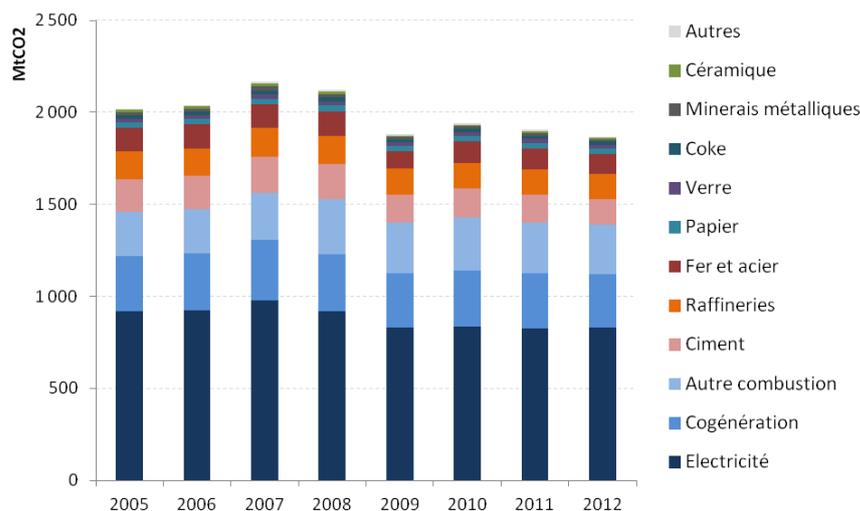
Cette deuxième partie analyse les caractéristiques de cette baisse des émissions de CO<sub>2</sub> au sein du secteur de production d'électricité et de cogénération en comparant cette tendance aux autres secteurs contraints par l'EU ETS et en examinant le comportement de ces installations par type de combustibles et par leur localisation géographique.

### A. Des émissions en recul de 110 MtCO<sub>2</sub> depuis 2008 : une baisse plus modérée que celle des autres secteurs industriels de l'EU ETS

Les installations des secteurs concernés par l'EU ETS ont vu baisser fortement leurs émissions de CO<sub>2</sub> durant la phase 2. Celles-ci se sont établies à 1 866 MtCO<sub>2</sub> en 2012 (hors secteur de l'aviation) contre 2 120 MtCO<sub>2</sub> en 2008, première année de la phase, soit une baisse de 11,9 % sur la période. Le secteur de la production d'électricité et de la cogénération a diminué ses émissions de CO<sub>2</sub> de 9,3 % sur la même période. En moyenne, les centrales de production d'électricité ont émis 849 MtCO<sub>2</sub> par an auxquelles s'ajoutent 299 MtCO<sub>2</sub> par an provenant des sites de cogénération (voir Figure 5) entre 2008 et 2012. Parmi toutes les installations de production d'électricité, les centrales électriques ont vu leurs émissions chuter de CO<sub>2</sub> de 9,7 % entre 2008 et 2012, davantage que les unités de cogénération dont les émissions de CO<sub>2</sub> affichent une baisse de 6,8 % sur la même période.

La baisse des émissions de CO<sub>2</sub> d'origine électrique a été particulièrement importante en 2009 : les émissions de CO<sub>2</sub> des installations de production électrique ont reculé de 8,4 %, en raison de la récession économique qui a entraîné un recul de la consommation d'électricité de 5,2 % en 2009 dans l'UE-27. Certains secteurs affichent des baisses annuelles exceptionnelles cette même année, de 28 % pour les aciéries et de 20 % pour les cimenteries, les deux secteurs les plus émetteurs en dehors de la combustion. Les installations non électriques comprises dans le secteur I de la nomenclature de l'EU ETS<sup>14</sup> de la combustion ont également enregistré une chute plus importante de leurs émissions de CO<sub>2</sub> de 9,2 % en un an.

**Figure 5 - Les émissions de CO<sub>2</sub> vérifiées des secteurs de l'EU ETS de 2005 à 2012**

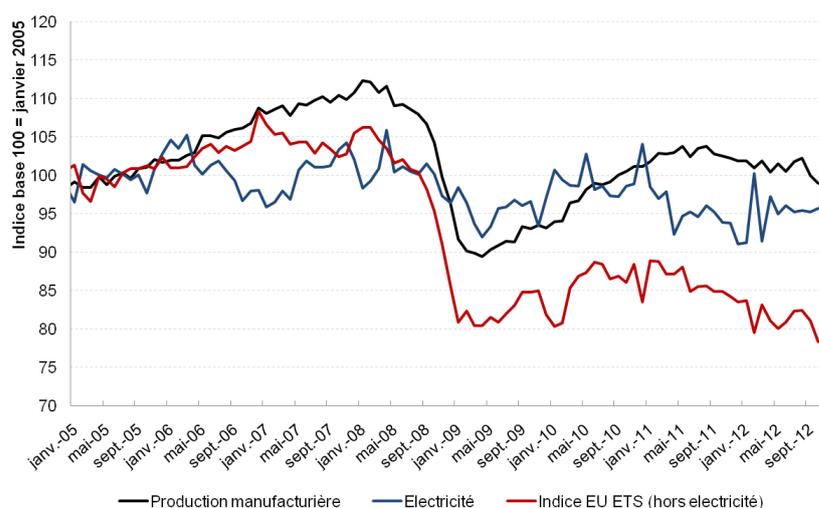


*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

A l'exception des émissions de CO<sub>2</sub> dues au raffinage du pétrole, les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la production électrique ont été moins sensibles à la crise que celles des autres industries incluses dans l'EU ETS. Cette différence de volatilité provient notamment d'une stabilité plus grande de la demande en énergie, par rapport aux autres productions des industries dans le périmètre ETS. La Figure 6 montre ainsi que l'évolution de la production d'électricité a été plus stable sur la période, notamment durant la crise économique de 2007-2008, que celle de la production manufacturière participante à l'EU ETS.

<sup>14</sup> Secteur comprenant les installations industrielles avec une capacité de combustion thermique de 20 MW.

Figure 6 - Indice de production du secteur de la production électrique en Europe



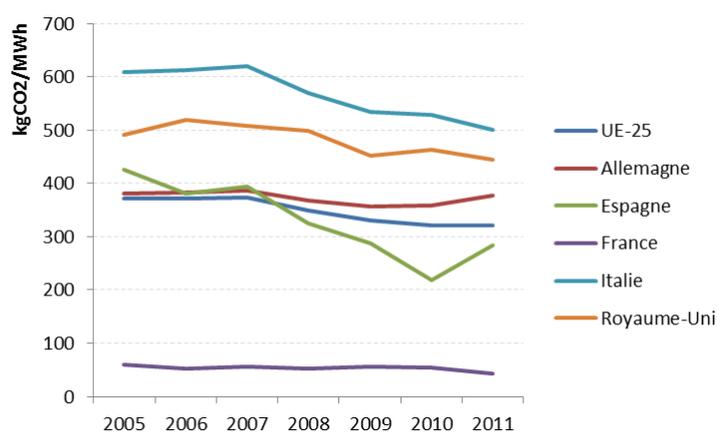
Source : CDC Climat Recherche d'après les données d'Eurostat

Ces variations de demande d'électricité influent directement le niveau des émissions de CO<sub>2</sub> en fonction du nombre d'heures de fonctionnement des centrales et du combustible utilisé par les centrales mobilisées pour la production d'électricité. Dans la majorité des cas, les centrales de pointe, c'est-à-dire celles qui répondent en dernier à la demande d'électricité lorsque la demande est forte, sont des centrales à combustion fossile, leur coût variable étant plus élevé que celui des énergies sobres en carbone. Ceci explique notamment en quoi la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur est plus importante que la baisse de la demande d'électricité, l'ajustement portant principalement sur la production à base d'énergie fossile. Declercq et al. (2011) identifie ainsi la baisse de la demande d'électricité comme le principal facteur de la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> liées à la production électrique en Europe. La baisse de la demande d'électricité en 2009, est à l'origine d'une réduction d'émissions de 175 MtCO<sub>2</sub> de la production électrique. D'autres facteurs contribuent à la baisse des émissions du secteur, au premier rang desquels les prix relatifs des énergies fossiles et l'augmentation de la production d'électricité renouvelable. Les impacts des variations de prix des combustibles fossiles (-17 MtCO<sub>2</sub>) et de la chute du prix CO<sub>2</sub> (+ 30 MtCO<sub>2</sub>) sont d'un ordre bien moindre.

### Baisse de l'intensité CO<sub>2</sub> de la production d'électricité en Europe jusqu'à 2010

Depuis 2005, les évolutions du mix électrique sont importantes et peuvent expliquer la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> des centrales fossiles. Si une partie de la baisse des émissions provient de la baisse de la demande en électricité en Europe, l'intensité CO<sub>2</sub> dans la majorité des pays européens s'est également réduite de façon régulière jusqu'en 2010, favorisant la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. L'inflexion de cette tendance baissière en 2011 s'explique par le regain des émissions de CO<sub>2</sub> provenant du charbon dans certains pays européens, causé par une amélioration de la compétitivité économique du charbon, mais aussi par d'autres facteurs externes. La Figure 8 montre ainsi que l'Espagne, où des politiques de soutien à la production électrique à base de charbon sont entrées en vigueur en 2011, et l'Allemagne, où 8 réacteurs nucléaires ont été arrêtés en mars 2011 à la suite de l'accident de Fukushima, ont vu leur intensité CO<sub>2</sub> remonter en 2011.

Figure 7 - Taux moyen d'émission de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité en Europe



Source: Eurostat, EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

### Le développement des énergies renouvelables réduit les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine électrique

Une des tendances récentes expliquant la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> est l'augmentation de la part d'électricité provenant de sources non émettrices provenant du développement de la production d'électricité renouvelable. Comme le montre la Figure 8, la part d'électricité provenant de sources renouvelables a cru rapidement ces dernières années, passant en Europe de 13,6 % à 20,5 % entre 2005 et 2011. A la suite de l'adoption dans le cadre du paquet énergie-climat de la directive sur la promotion des énergies renouvelables visant une part d'énergie renouvelable de 20% dans la consommation finale énergétique en 2020, chaque Etat s'est vu assigné un objectif national. Les Etats membres devaient donc dresser un plan d'action répertoriant les politiques mises en place et les trajectoires de développement des différentes filières renouvelables. Dans le secteur électrique, si les Etats respectent les plans établis, cela signifierait que 31,3 % de l'électricité en 2020 proviendra de sources renouvelables<sup>15</sup>. Cette tendance est donc amenée à se renforcer dans les années à venir.

Figure 8 - Part d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation brute d'électricité dans l'UE27



Source : Eurostat

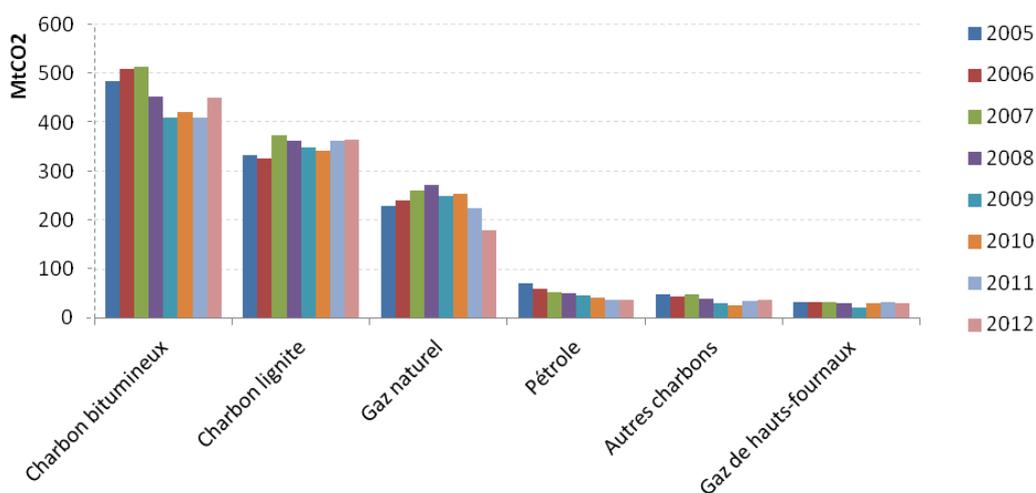
<sup>15</sup> Plans d'actions nationaux en faveur des énergies renouvelables :  
[http://ec.europa.eu/energy/renewables/action\\_plan\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm)

**B. Les émissions de CO<sub>2</sub> issues des centrales à charbon en croissance depuis 2010 à l'inverse de celles issues des centrales à gaz naturel.**

**Forte baisse des émissions de CO<sub>2</sub> des centrales à gaz et à pétrole de 2008 à 2012**

Les émissions de CO<sub>2</sub> du parc électrique proviennent largement des centrales à charbon, combustible fossile le plus émetteur de CO<sub>2</sub> par unité d'électricité produite. De 2008 à 2012, les centrales à charbon ont émis 819 MtCO<sub>2</sub> en moyenne, soit 70 % du total des émissions de CO<sub>2</sub> générées pour la production électrique. Viennent ensuite les centrales fonctionnant au gaz naturel qui sont à l'origine de 22 % des émissions dues à la production électrique et la cogénération, soit 236 MtCO<sub>2</sub>/an en moyenne.

**Figure 9- Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> vérifiées du secteur électrique/cogénération de l'EU ETS (2005-2012) par type de carburant primaire utilisé**



Note : Hors Bulgarie et Roumanie, leur entrée dans l'EU ETS étant effective en 2007, date de leur adhésion à l'UE.

Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

Parmi les centrales de production d'électricité et de cogénération, ce sont les centrales fonctionnant au gaz et au pétrole qui affichent les baisses d'émissions de CO<sub>2</sub> les plus significatives entre 2008 et 2012, de respectivement - 34 % et - 30 % (voir Figure 9). Les centrales à gaz n'émettaient plus que 180 MtCO<sub>2</sub> et celle à pétrole 37 MtCO<sub>2</sub> en 2012. A contrario, les émissions de CO<sub>2</sub> des centrales à charbon bitumineux et lignite sont restées relativement stables sur la même période, de respectivement -0,8 % et +0,3 %.

Cette évolution n'a pourtant pas été constante sur la période 2008-2012. L'année 2009 accélère la tendance avec une baisse généralisée comprise entre - 4 % et - 10 % pour tous les combustibles fossiles. En effet, après avoir fortement baissé en 2008 et 2009, particulièrement du fait de la crise économique, les émissions de CO<sub>2</sub> issues des centrales à charbon ont augmenté entre 2010 et 2012, atteignant 846 Mt en 2012. Les émissions de CO<sub>2</sub> provenant des centrales de charbon bitumineux progressent de 7,2 % entre 2010 et 2012, tandis que celles générées par des centrales à gaz naturel reculent de - 29 % sur la même période. Cette nouvelle tendance s'explique par le regain de compétitivité du charbon comme combustible pour les centrales thermiques en Europe, du fait de l'exportation de la production excédentaire du charbon des Etats-Unis vers l'Europe et par l'effondrement du prix du carbone en Europe qui ne pénalise plus les centrales à charbon durant les années 2011 et 2012. Elle s'explique également par le déploiement des énergies renouvelables qui concurrencent les centrales au gaz. De même, les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de la combustion de lignite ont amorcé une baisse de 6 % entre 2008 et 2010 avant de retrouver un niveau équivalent à celui de 2008 en 2012. A l'inverse, les émissions de CO<sub>2</sub> générées par les centrales à pétrole ont

reculé de manière constante en raison de la fermeture progressive de nombreuses centrales de grande taille au cours de la période.

### **Encadré 2 – Estimation des facteurs d'émissions de CO<sub>2</sub> des centrales électriques par type de combustible**

Les centrales électriques génèrent des niveaux d'émissions de CO<sub>2</sub> différents suivant le combustible utilisé. Les niveaux d'émissions relatifs à chacun des modes de production sont résumés dans le Tableau 4. Ainsi, parmi les centrales à charbon, les sites qui émettent le plus de CO<sub>2</sub> par quantité d'électricité produite sont ceux qui brûlent du charbon lignite qui, selon notre estimation, est 25 % plus intensive en CO<sub>2</sub> que celle à base de charbon bitumineux<sup>16</sup>. En rapportant les émissions des centrales à gaz au volume d'électricité produit par ce combustible en Europe (source Eurostat), la production d'électricité à base de gaz naturel émet en moyenne 491 kgCO<sub>2</sub>/MWh (voir Tableau 4). Ce montant est inférieur de près de moitié à celui de la production à base de charbon qui s'établit à 929 kgCO<sub>2</sub>/MWh. Il faut noter que les émissions de CO<sub>2</sub> issues des sites de production récupérant les gaz issus des hauts-fourneaux, dont la production électrique représente un montant négligeable de la production électrique en Europe, représentent 2 % des émissions de CO<sub>2</sub> d'origine électrique en raison de leur forte intensité CO<sub>2</sub>.

**Tableau 4 - Part des différents carburants dans les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique/cogénération couvert par l'EU ETS en 2010**

	Part de l'électricité d'origine fossile produite à partir de ...	Part des émissions de CO <sub>2</sub> issues des centrales fonctionnant au ...	Facteur d'émission estimé (kgCO <sub>2</sub> /Mwh)
<b>Charbon</b>	53,6%	69,9%	929
<i>dont lignite</i>	21,5%	30,2%	1 062
<i>Dont bitumineux</i>	29,8%	36,7%	833
<b>Gaz naturel</b>	41,1%	22,3%	491
<b>Pétrole</b>	4,4%	4,8%	834
<b>Gaz de hauts fourneaux</b>	0,4%	2,1%	2 165

*Note : les facteurs d'émission estimés prennent seulement en compte les centrales de production électrique et exclus les sites de cogénération. Ces données peuvent être surestimées car elles ne prennent pas en compte les émissions des sites dont la puissance thermique est trop modeste pour faire partie de l'EU ETS.*

*Source : CDC Climat Recherche d'après les données du CITL et du WEPP (Platts)*

### **L'amélioration de la rentabilité du charbon par rapport au gaz depuis 2010**

Le changement de tendance des émissions de CO<sub>2</sub> générées par les centrales à gaz et charbon bitumineux, observé à partir de 2011, provient essentiellement de l'évolution des conditions économiques d'exploitation de ces deux carburants. Celles-ci dépendent principalement de la demande d'électricité, comme évoqué dans la partie précédente, du prix des combustibles fossiles mais aussi du prix de l'EUA révélé par l'EU ETS.

La rentabilité des centrales est estimée à chaque instant par les opérateurs électriques afin de mobiliser les unités de production dont le coût marginal est le plus faible. En négligeant les frais d'opérations qui sont généralement fixes et les frais de transport des combustibles, les marges des centrales à charbon sont évalués par un indice dit « *clean dark spread* » qui estime l'écart entre le prix de vente de l'électricité, le coût du carburant fossile utilisé pour sa production et le prix des

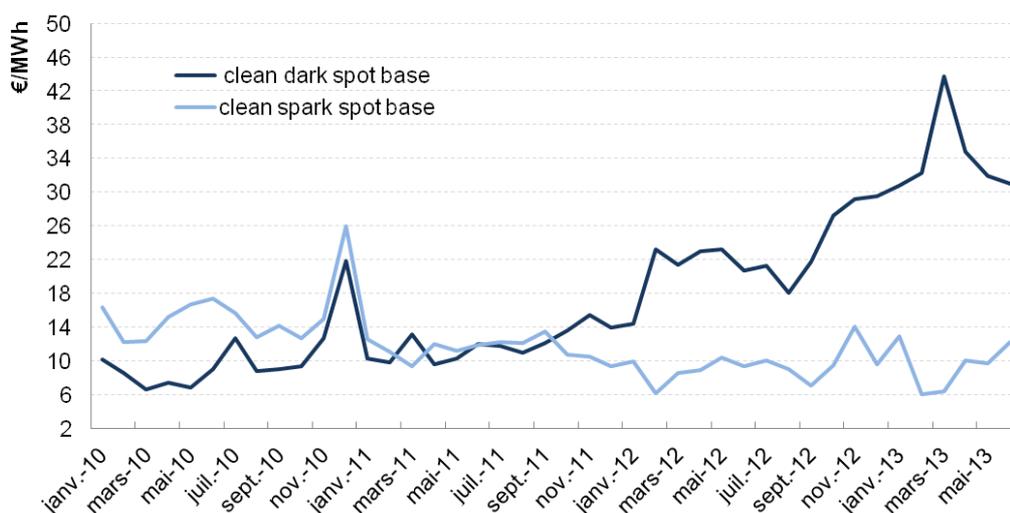
<sup>16</sup> Le charbon lignite est 6,7 % plus émetteur de CO<sub>2</sub> par puissance calorifique GJ que le charbon bitumineux<sup>16</sup> et que les centrales à lignite possèdent généralement des taux d'efficacité thermique inférieures à celles des centrales utilisant du charbon bitumineux, en raison du taux d'humidité plus important du charbon lignite, mais aussi de leur ancienneté plus élevée (cf VGB, 2011).

émissions associés<sup>17</sup> : De façon similaire, les marges de rentabilité des centrales à gaz dites « *clean spark spread* » s'évaluent selon la même formule.

$$\begin{aligned} \text{Marge des centrales à gaz/charbon (€/MWh)} = & \\ \text{Prix de l'électricité (€/MWh)} - \text{Prix du combustible (€/MWh)} / \text{Efficacité thermique de la centrale} & \\ \text{(en \%)} & \\ - \text{prix du CO}_2 \text{ (€/tCO}_2\text{)} \times \text{facteur d'émission du combustible (tCO}_2\text{/MWh)} & \end{aligned}$$

Ainsi, à partir de septembre 2011, l'évolution des marges de rentabilité des centrales à gaz et au charbon au Royaume-Uni, comme en témoigne la Figure 10, s'est fortement modifiée. La baisse combinée des prix du charbon et de l'EUA a rendu bien plus rentable l'exploitation des centrales à charbon bitumineux par rapport aux centrales à gaz, incitant les opérateurs électriques à mobiliser leurs centrales fonctionnant au charbon pour maximiser leurs profits.

**Figure 10 - Marges théoriques des centrales à gaz et charbon au Royaume-Uni (2010-2012) après l'inclusion du prix du carbone (moyenne mensuelle en €/MWh)**



Source : CDC Climat Recherche, Tendances Carbone

Par conséquent, les centrales électriques fonctionnant au charbon ont été exploitées de manière croissante dans de nombreux Etats à partir de 2011, entraînant une hausse significative des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur : rappelons que les émissions de CO<sub>2</sub> provenant de centrales utilisant charbon bitumineux ont augmenté de 7,2 % entre 2010 et 2012 tandis que celles générées par des centrales de gaz naturel ont reculé de - 29 % sur la même période.

### Le charbon lignite : toujours compétitif

Il est également marquant d'observer la relative stabilité des émissions de CO<sub>2</sub> issues des sites fonctionnant au charbon lignite entre 2008 et 2012. Ce résultat peut paraître surprenant : avec un taux d'émission moyen estimé à 1 062 kgCO<sub>2</sub>/MWh, il s'agit du combustible le plus émetteur. Ainsi, malgré, les politiques environnementales européennes qui visent à limiter son utilisation, dont le prix du carbone révélé par l'EU ETS depuis 2005, ce charbon reste largement utilisé.

Cette stabilité des émissions de CO<sub>2</sub> des centrales fonctionnant au lignite s'explique d'abord par l'exploitation bien plus localisée de la filière à lignite que celle du charbon bitumineux dont le prix, négocié sur un marché mondialisé, est plus largement influencé par des tendances mondiales. En effet, le lignite est bien moins rentable à transporter que le charbon bitumineux en raison de son

<sup>17</sup> Pour plus de précision voir la méthodologie de la publication du Tendances Carbone : [http://www.cdcclimat.com/IMG/pdf/methodologie\\_tendances\\_carbone\\_fr\\_v8.pdf](http://www.cdcclimat.com/IMG/pdf/methodologie_tendances_carbone_fr_v8.pdf)

contenu calorifique plus faible. De ce fait, l'approvisionnement de lignite se fait généralement par des contrats bilatéraux et de long terme entre l'entreprise minière et l'électricien, lorsque l'intégration n'est pas verticale et que la mine n'appartient pas directement au producteur d'électricité. Le prix du lignite est donc largement décorrélé des prix internationaux du charbon et son niveau est bien plus faible, autour de 10 €/MWh. Enfin, le charbon lignite bénéficie encore de subventions directes sous la forme, notamment en Allemagne, d'une exemption de taxe sur l'extraction minière (UBA, 2008).

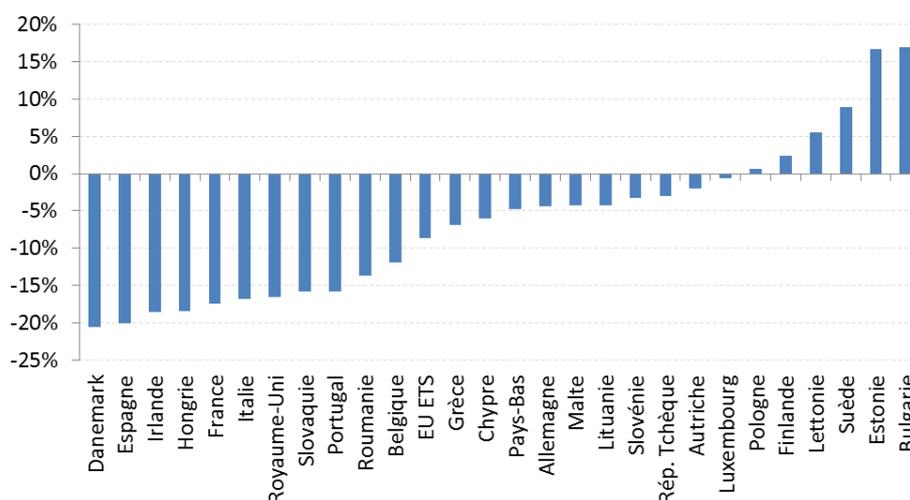
Cette stabilité des émissions de CO<sub>2</sub>, s'explique également par la localisation de la production électrique à base de lignite dans des pays de l'Europe centrale et de l'Europe de l'Est. Ainsi 95 % des émissions de CO<sub>2</sub> issues de centrales électriques fonctionnant au lignite proviennent de huit pays européens : l'Allemagne, la Bulgarie, le Danemark, la Grèce, la Hongrie, la Roumanie, la Pologne et la République Tchèque. Ces pays ont une demande d'électricité plus forte que dans les autres pays de l'UE-27 : +3 % dans l'ensemble de ces huit Etats contre - 1 % dans le reste de l'UE-19 entre 2005 et 2012. Ces pays ont également une part plus modeste de leur électricité provenant d'énergies renouvelables : 12,9 % de la production brute en 2011 contre 17,3 % pour l'ensemble de l'UE-27 (Eurostat,2012).

### **C. Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique diminuent dans la majorité des Etats européens**

Depuis 2008, les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine électrique ont baissé dans la majorité des pays européens. Seuls six Etats, dont notamment l'Estonie, la Bulgarie et la Suède, ont vu les émissions de CO<sub>2</sub> générées par leurs centrales électriques augmenter entre 2008 et 2012(Figure 11).

Les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine électrique ont fortement diminué dans les pays ayant fortement augmenté la part d'électricité de sources renouvelables dans leur mix-électrique. Ainsi au Danemark, les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique ont baissé de - 21 % entre 2008 et 2011 alors que la production éolienne augmentait de + 41 %. Par ailleurs, en Espagne où les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine électrique ont chuté de -20% entre 2008 et 2011, et respectivement de -17 % en Italie et de -16 % au Portugal, le développement de l'électricité renouvelable s'est couplé avec l'essor, avant 2011, des centrales CCGT (cycles combinés à gaz) venues concurrencer les centrales à charbon et à pétrole, réduisant ainsi leurs émissions de CO<sub>2</sub>.

**Figure 11 - Variation des émissions de CO<sub>2</sub> de 2008 à 2012 des centrales de production d'électricité par pays**



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

### III. LE SECTEUR ELECTRIQUE : LE PREMIER SECTEUR ALLOCATAIRE ET DEFICITAIRE DE L'EU ETS

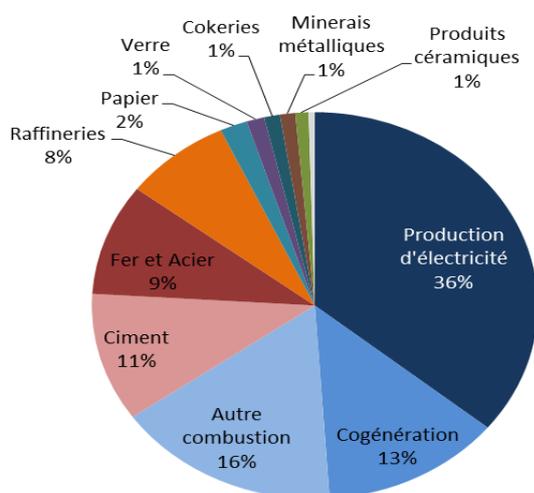
Les installations productrices d'électricité et de cogénération, représentent près de la moitié des allocations de quotas attribuées en phase 2 (2008-2012) de l'EU ETS et seulement 10 % des sites industriels couverts. Ce secteur est également le seul structurellement déficitaire en quotas dans l'EU ETS, c'est-à-dire que ses émissions restent supérieures au montant de quotas gratuits qu'il reçoit.

Cette troisième partie de l'Etude Climat analyse les conséquences de l'inclusion du secteur de production d'électricité et de cogénération en matière de mise en conformité de leurs émissions de CO<sub>2</sub>. L'estimation du niveau d'allocation de quotas du secteur, l'analyse des positions excédentaires et déficitaires des centrales en fonction du type de combustible, et enfin le panorama des 20 principaux énergéticiens européens sont présentés dans la partie suivante.

#### A. Le secteur de la production d'électricité et de cogénération : le premier secteur allocataire de l'EU ETS avec environ 1 GtCO<sub>2</sub> par an

Pour la période 2008-2012, le secteur électrique a reçu environ 720 MtCO<sub>2</sub> par an soit 36 % de l'allocation communautaire de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>. En considérant les centrales de cogénération, l'enveloppe de quotas alloués au secteur s'élève à 980 MtCO<sub>2</sub> par an soit 49 % de l'allocation de quotas de tous les secteurs de l'EU ETS.

Figure 12 - Poids des différents secteurs dans l'allocation moyenne de quotas gratuits de l'EU ETS de 2008 à 2012 (moyenne 1999 MtCO<sub>2</sub> par an)



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

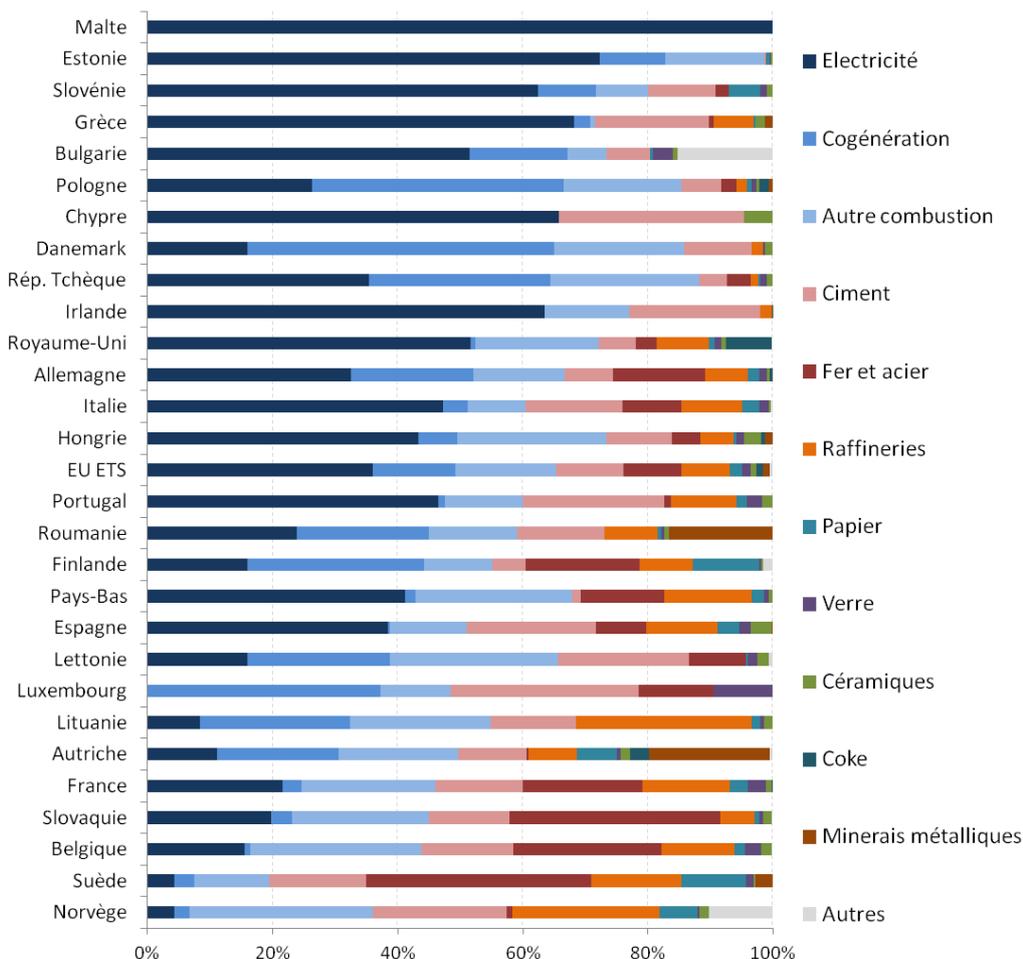
Le poids du secteur électrique et de la cogénération dans l'allocation par pays varie fortement, en fonction du poids de la production d'électricité à partir d'énergies fossiles dans le mix électrique national (Figure 12). Ainsi, seuls 5 % de l'allocation de quotas en Norvège revient aux installations de production d'électricité ou de cogénération contre une part de 82 % des quotas en Estonie. Parmi les principaux pays émetteurs de carbone, c'est la Pologne qui présente la part de l'allocation de quotas gratuits destinées aux installations électriques et de cogénération la plus élevée à 66 %, celle-ci produisant 93 % de son électricité à partir du charbon (AIE, 2012). L'Allemagne et le Royaume-Uni affichent une part similaire de 52 %, tandis que la France, dont 75 % de l'électricité est d'origine nucléaire, n'a alloué que 23 % de ses quotas gratuits à son secteur électrique.

Les unités de cogénération se concentrent dans les zones géographiques où l'hiver est le plus froid : l'Europe centrale et la Scandinavie particulièrement. L'Allemagne, la Pologne et la République Tchèque représentent à elles seules plus de 70 % des allocations de quotas gratuits données aux installations de cogénération en Europe. Enfin, c'est au Danemark que la part de l'allocation gratuite revenant aux installations de cogénération est la plus élevée à 49 %.

Le secteur électrique a été historiquement alloué moins généreusement que les vis-à-vis des autres secteurs. Cette différence résulte du choix établi par les Etats membres lors de l'élaboration de leurs PNAQ (Plan National d'Allocation de Quotas) pour les phases 1 et 2 de l'EU ETS. La plupart d'entre eux ont choisi de réduire l'allocation des producteurs électriques plus fortement que celle des autres secteurs entre les deux premières phases. Ainsi, la Belgique n'a pas alloué de quotas gratuits aux centrales utilisant du charbon comme carburant primaire dont la fermeture était programmée avant la fin de 2012. L'Allemagne et le Royaume-Uni ont choisi de mettre aux enchères une partie de leur allocation de quotas prélevés sur les montants attribués aux énergéticiens.

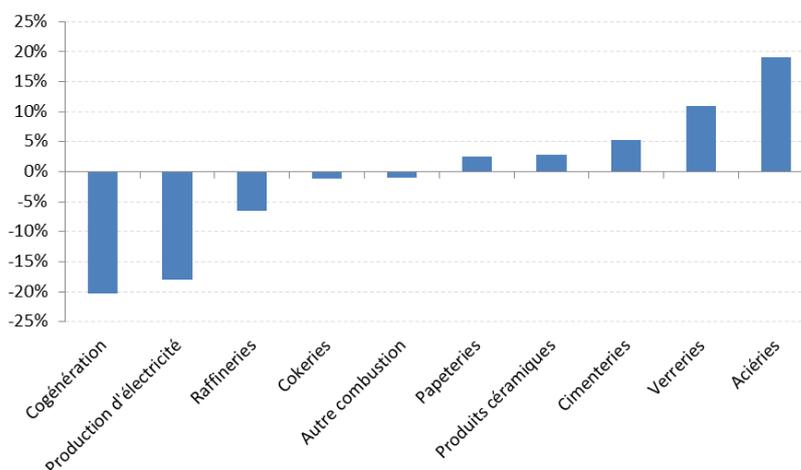
Parmi tous les secteurs concernés par l'EU ETS, le secteur de production d'électricité et de cogénération est celui qui a été le moins généreusement alloué en quotas gratuits : son plafond d'émissions de CO<sub>2</sub> a été réduit d'environ 20 % entre les phases 1 et 2 de l'EU ETS tandis que cette baisse était moindre dans les autres secteurs, comprise entre – 13 % et – 5 % à périmètre constant. La détermination de l'allocation de quotas dépend de leurs émissions historiques, de leurs potentiels de réduction, de l'exposition à la concurrence internationale mais aussi de l'impact du prix du carbone dans la structuration des coûts des biens produits (Buchner et al., 2007). Au vu de ces facteurs, le secteur électrique a été considéré en mesure de fortement contribuer à la réduction des émissions en Europe : la production d'électricité n'est pas exposée à la concurrence internationale, pouvant ainsi répercuter davantage ce surcoût aux consommateurs finaux, et les coûts de réduction d'émissions dans le secteur électrique sont moins élevés en comparaison des coûts de réduction supportés par les autres industries (Buchner and Ellerman, 2007).

Figure 13 - Part de l'allocation gratuite par secteur et par pays en phase 2 de l'EU ETS



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

Figure 14 - Evolution de l'allocation de quotas de la production d'électricité et des autres secteurs des phases 1 à 2 de l'EU ETS



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

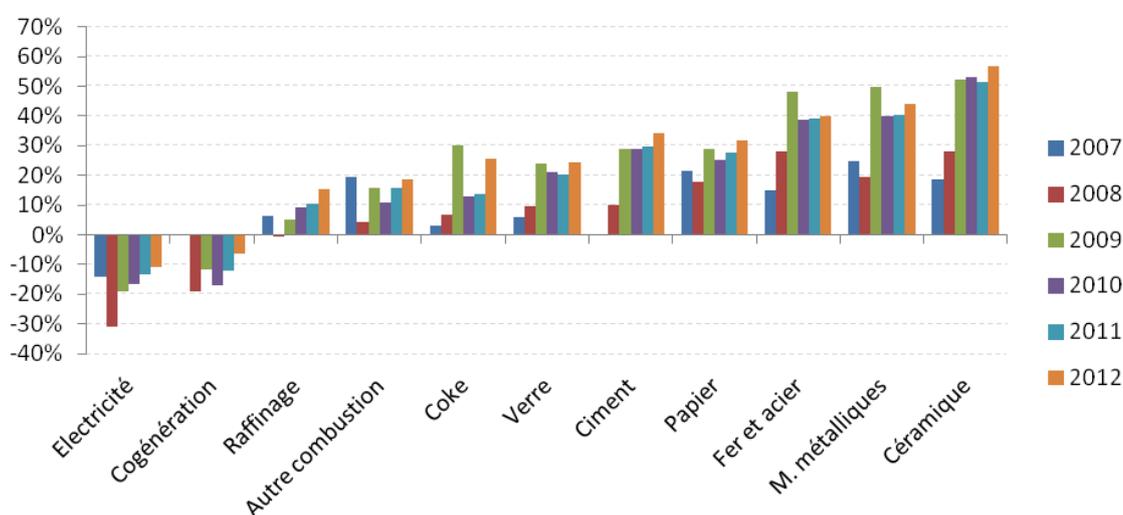
## B. Bilan de conformité de la phase 2 : un déficit de 825 MtCO<sub>2</sub> couvert à 65 % par l'utilisation des crédits carbonés internationaux

### La production électrique : le seul secteur globalement déficitaire

Le secteur de la production d'électricité et de cogénération est le seul secteur qui a généré plus d'émissions de CO<sub>2</sub> qu'il n'a reçu de quotas gratuits : au cours de la phase 2 de l'EU ETS entre 2008 et 2012, ce déficit s'établit à - 649 MtCO<sub>2</sub> pour les centrales électriques et - 176 MtCO<sub>2</sub> pour les installations de cogénération.

Comme illustré par la Figure 15, le déficit de deux sous-secteurs s'est réduit. Les installations du secteur électrique/cogénération affichent un déficit de quotas de 28 % en 2008, qui a remonté à 9 % en 2012. Cette position de conformité déficitaire n'est pas nouvelle : le secteur était déjà déficitaire en quotas en phase 1 de l'EU ETS.

**Figure 15 - Evolution des positions nettes de conformité des installations de l'EU ETS par secteur d'activité (2007-2012)**



Note : la position de conformité correspond au déficit ou à l'excédent de quotas qui résulte du différentiel entre le niveau d'allocation de quotas et les émissions de CO<sub>2</sub>, relatif au niveau d'allocation, soit :  $(allocation_t - émissions_t) / allocation_t$

Source : CDC Climat Recherche d'après les données du CITL et World Electric Power Plant (Platts)

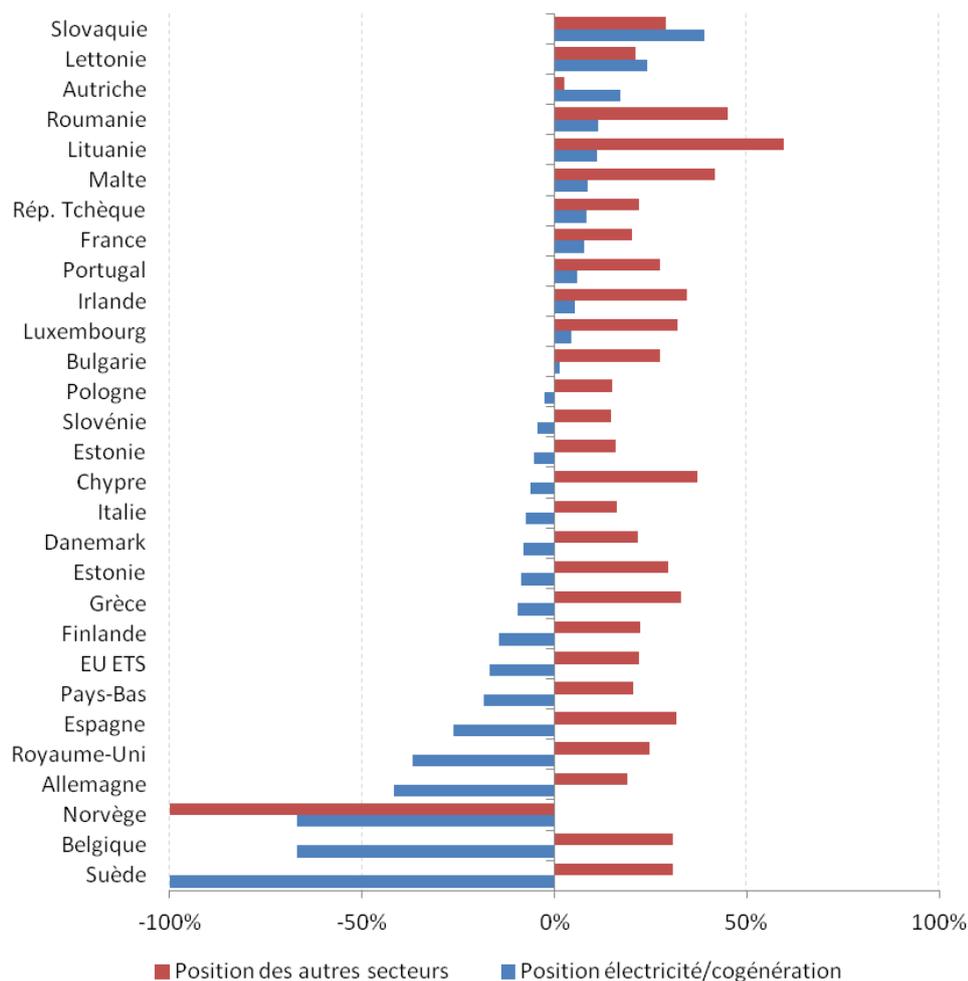
Le secteur électrique constitue la première source de demande de quotas sur le marché d'échange, à la fois sur le marché secondaire sur lequel s'échangent les quotas alloués gratuitement mais aussi sur le marché primaire sur lequel certains Etats, tels que le Royaume-Uni et l'Allemagne<sup>18</sup>, ont mis aux enchères des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>. A l'inverse, tous les autres secteurs industriels ont reçu plus de quotas gratuits que leurs besoins de couverture. Ces excédents peuvent être importants comme pour les secteurs de l'acier et des produits céramiques qui dépassent les 40 % de leur allocation de quotas initiale sur la période.

Dans la majorité des Etats, le secteur électrique/cogénération est plus contraint que les autres secteurs (Figure 16). C'est en Europe de l'Est que le secteur électrique est le moins déficitaire, il est même globalement excédentaire en quotas dans quatre pays : l'Autriche, la Slovaquie, la Lettonie et la Norvège. A l'inverse, la Suède, la Belgique, l'Allemagne et le Royaume-Uni sont les Etats où le déficit du secteur électrique est le plus important. Cette différence de position de conformité est notamment liée aux règles hétérogènes d'allocation gratuite en Phase 2 entre Etats membres. Ainsi

<sup>18</sup> Le Royaume-Uni et l'Allemagne ont respectivement vendus 122,8 MtCO<sub>2</sub> et 209 MtCO<sub>2</sub> entre 2008 et 2012

l'Allemagne et le Royaume-Uni ont explicitement prélevé dans leurs plans d'allocation de quotas, les quotas vendus aux enchères sur les volumes correspondant à la production d'électricité.

**Figure 16 - Position de conformité nette moyenne du secteur électrique/cogénération versus les autres secteurs par pays durant la phase 2 (2008-2012)**



Note : la position de conformité correspond au déficit ou à l'excédent de quotas qui résulte du différentiel entre le niveau d'allocation de quotas et les émissions de CO<sub>2</sub>, relatif au niveau d'allocation, soit :  $(allocation - émissions) / allocation$ .

Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

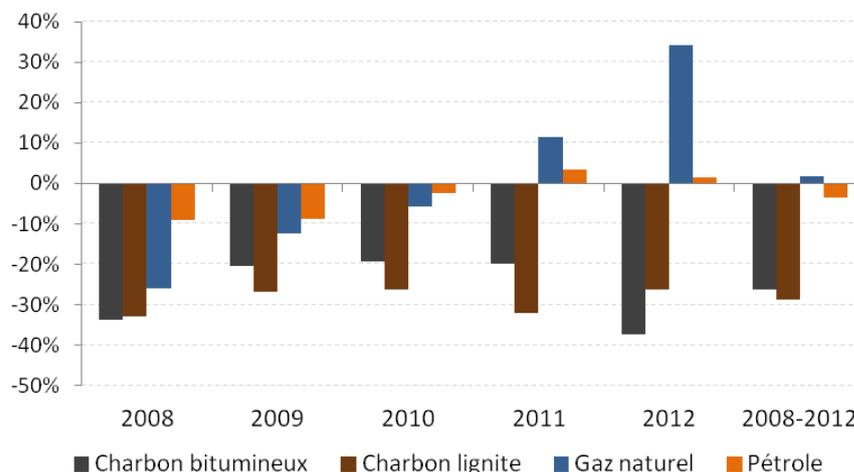
### Le déficit de quotas porté par les centrales à charbon, les producteurs à base de gaz naturel étant globalement excédentaires

Le niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> des centrales de production d'électricité par type de carburant utilisé se reflète logiquement dans les positions de conformité de ces installations. Ainsi, en rapportant leurs émissions de CO<sub>2</sub> vérifiées aux allocations de quotas, les installations les plus déficitaires de quotas sont les centrales à charbon sur la période 2008 – 2012 : avec une allocation initiale de quotas gratuits de 667 MtCO<sub>2</sub>/an en moyenne, celles-ci affichent une insuffisance de 759 MtCO<sub>2</sub> pour assurer leur conformité au cours de la phase 2 de l'EU ETS. Ces centrales à charbon lignite et bitumineux ont un déficit cumulé de respectivement - 29 % et - 26 % de leurs allocations en 2012.

Alors qu'elles représentent 70 % des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur, les centrales à charbon (bitumineux et lignite) concentrent 92 % du déficit de quotas cumulé de la phase 2 car les centrales à gaz et à pétrole affichent un déficit bien moindre de 2008 à 2010 et même un excédent de quotas en

2011 et 2012. La position de conformité<sup>19</sup> des centrales à gaz a fortement évolué entre 2008 et 2012 passant d'un déficit de 26 % à un excédent de 34 % en 2012. Au bilan, la position déficitaire des centrales à charbon bitumineux entre 2011 et 2012 a quasiment doublé lorsque que la position excédentaire des centrales à gaz triplait. Cette position inversée résulte de l'utilisation massive, à partir de 2011, des moyens de production à charbon au dépend des centrales au gaz naturel comme vu précédemment.

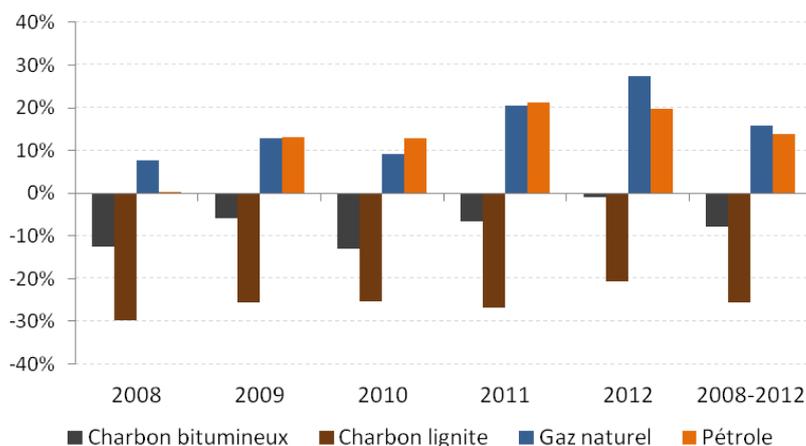
**Figure 17 - Positions nettes de conformité des centrales électriques de l'EU ETS par type de carburant primaire**



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

Les centrales de cogénération sont en moyenne moins déficitaires que les centrales de production électrique, plusieurs Etats membres ayant choisi dans leurs PNAQ d'allouer des quotas plus généreusement aux centrales de cogénération au motif qu'elles sont plus efficaces énergétiquement. Parmi ces centrales de cogénération incluses dans l'EU ETS, comme le montre la Figure 18, les centrales brûlant du charbon bitumineux sont globalement moins déficitaires de plus de 10 points que celles fonctionnant au charbon lignite. A l'opposé, les centrales à gaz naturel et à pétrole de cogénération sont en moyenne largement excédentaires en quotas depuis 2008.

**Figure 18 - Positions nettes de conformité des centrales de cogénération de l'EU ETS par type de carburant primaire**



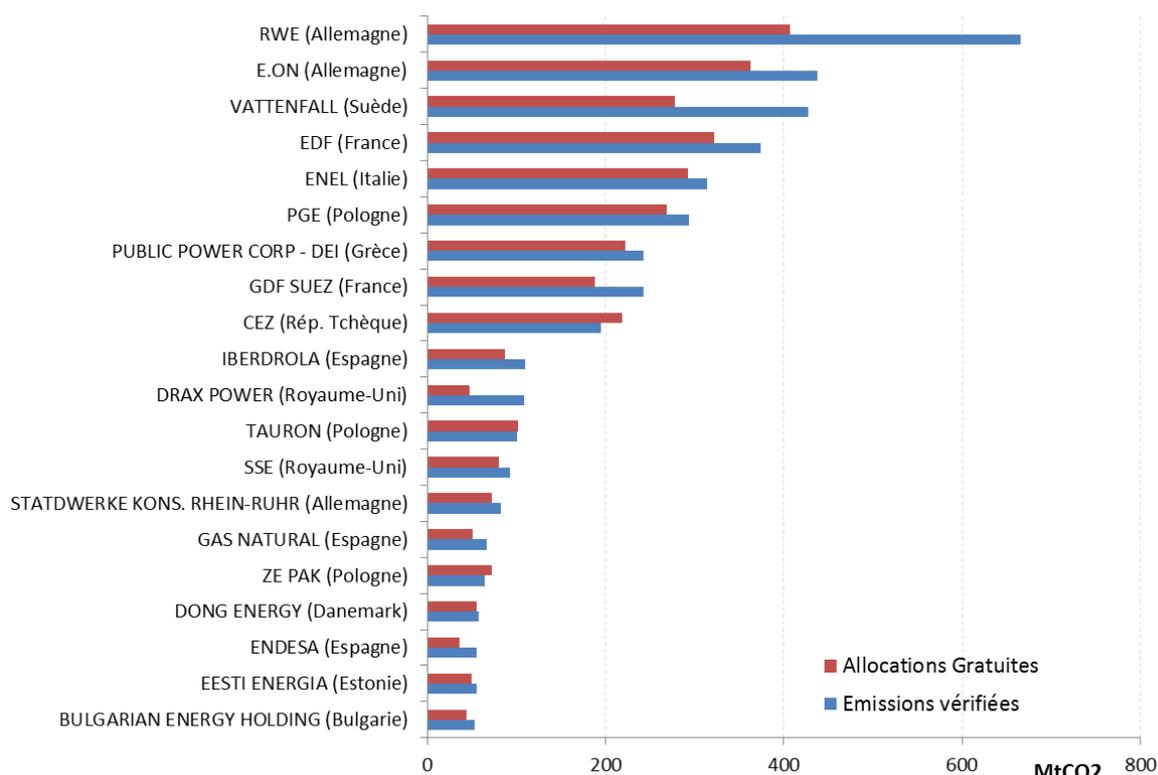
Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

<sup>19</sup> (Allocation gratuite-émissions vérifiées)/Allocation gratuite

## Les grands groupes énergétiques : les principaux acheteurs de quotas de CO<sub>2</sub>

Le secteur électrique européen est dominé par de grands groupes énergétiques qui, bien que concentrés sur leurs pays d'origine, se sont internationalisés avec l'ouverture à la concurrence de nombreux marchés électriques (Trotignon et Delbosc, 2008). Ces groupes ayant généralement centralisé leurs politiques CO<sub>2</sub> au niveau européen, ils ont donc une influence prépondérante sur le marché du CO<sub>2</sub> européen (Ellerman et al., 2010). Les vingt premiers groupes européens représentent 66 % de l'allocation de quotas gratuits et 70 % des émissions vérifiées de la production électrique et de la cogénération européenne.

**Figure 19 – Emissions de CO<sub>2</sub> vérifiées et allocation de quotas gratuits : panorama des 20 principaux énergéticiens européens**



Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

La position nette des énergéticiens dépend largement de son implantation géographique. Les principaux besoins de quotas proviennent des groupes énergétiques allemands ou largement implantés en Allemagne. Ainsi, les trois principaux groupes énergétiques actifs en Allemagne, RWE, E.ON et Vattenfall, cumulent un besoin de conformité de 490 MtCO<sub>2</sub> de 2008 à 2012, soit 58 % du déficit du secteur dans son ensemble. L'énergéticien Drax Power dont la production est concentrée sur une centrale à charbon au Royaume-Uni doit pour sa part acheter sur le marché 56 % de quotas supplémentaires à son allocation gratuite, soit la part la plus importante à l'échelle d'une entreprise. A l'opposé, les groupes implantés en Europe de l'Est ont des déficits beaucoup plus modestes, voir des excédents comme c'est le cas pour les énergéticiens tchèque CEZ (11 %) et polonais Tauron (11 %) et ZE PAK (1 %).

## L'utilisation de crédits carbone a limité le coût de conformité pour les électriciens

Les électriciens ayant émis 825 MtCO<sub>2</sub> de plus que leurs quotas alloués gratuitement durant la phase 2, ils ont dû acquérir au minimum<sup>20</sup> le montant correspondant d'actifs carbone via le marché secondaire ou les enchères de certains Etats. Pour leur conformité en phase 2, les participants de l'EU ETS pouvaient restituer :

- des quotas (EUA) distribués gratuitement par la Commission européenne ou achetés sur les marchés primaire et secondaire ;
- des crédits internationaux, *Certified Emissions Reductions* pour CER, issus de projets de réduction d'émissions du Mécanisme de Développement Propre (MDP) et des crédits *Emission Reductions Units* pour ERU, issus de la Mise en Œuvre Conjointe (MOC), dans une certaine limite définie par chaque Etat membre dans leur Plan National d'Allocation de Quotas.

Les crédits substituent des réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> domestiques non réalisées par les installations européennes par des réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> réalisées dans des pays ou des secteurs tiers ne participant pas à l'EU ETS. Au total, la demande maximale émanant des installations de l'EU ETS, qui intègre également la demande des nouveaux secteurs, de l'aviation et de la réserve aux nouveaux entrants, est proche de 1,65 milliard de tonnes de 2008 à 2020 (Delbosch et al, 2011)<sup>21</sup>.

Face à cette opportunité, les électriciens ont restitué 366 MtCO<sub>2</sub> de CER et 167 MtCO<sub>2</sub> d'ERU sur la période de 2008 à 2012, comblant ainsi 65 % de leur déficit. La restitution de crédits permet aux installations de réduire leurs coûts puisqu'il existe un différentiel de prix entre le crédit international et le quota européen qui avantage l'utilisation de ces crédits. Comme illustré sur la Figure 18, le prix de marché de ces CER a été jusqu'en juillet 2012 fortement corrélé au prix des EUA avant de se décorrélérer pour amorcer une forte chute à moins de 0,5 €/tCO<sub>2</sub> à la fin 2012. Cette décorrélation reflète une saturation de la demande en crédits CER/ERU par les industriels européens ayant épuisé leur limite d'utilisation de crédits Kyoto (Trotignon, 2012).

Figure 20 – Prix du quota de CO<sub>2</sub> (EUA) et du crédit international (CER)



Source : ICE Futures Europe

<sup>20</sup> Nous négligeons ici les acquisitions d'actifs que les opérateurs pourraient avoir fait en prévision de la phase 3 (2013-2020).

<sup>21</sup> Pour plus de détails, lire Delbosch et al. (2011).

D'après nos estimations, l'économie minimale (Tableau 5) réalisée par les exploitants du secteur électrique, qui ont restitué des crédits internationaux pour leur conformité, atteint plus de 2 milliards d'euros entre 2008 et 2012 par rapport à une restitution uniquement constituée d'EUA : 1,27 milliards d'euros via l'achat de crédits issus du Mécanisme pour un développement propre (MDP) et 736 millions d'euros dans le cadre de la Mise en œuvre conjointe (MOC). Cette économie est sous-estimée car elle ne tient pas compte des bénéfices supplémentaires que l'industriel a pu obtenir en étant également à l'origine du projet, obtenant ainsi des crédits sur le marché primaire à un prix inférieur (Stephan et al., à venir). La sous-estimation provient également du fait qu'on ne tient pas compte des prix plus élevés des EUA qui se seraient imposés en l'absence de crédits étrangers, du fait d'un rapport offre/demande plus faible (Shishlov et al., 2012).

**Tableau 5 – Economie réalisée par le secteur électrique/cogénération par la restitution de crédits Kyoto**

Année	Spread moyen annuel EUA-CER	CER restitués (Mt)	ERU restitués (Mt)	TOTAL CER/ERU restitués (Mt)	Economie estimée (en M€)
2008	4,05	45	0	45	183
2009	1,54	48	2	50	77
2010	2,06	67	10	77	159
2011	3,34	80	27	107	356
2012	4,87	126	128	253	1 234
<b>Total</b>		<b>366</b>	<b>167</b>	<b>532</b>	<b>2 009</b>

*Source : CDC Climat Recherche, EUTL, ICE Futures Europe*

Nous estimons donc le coût minimum de conformité pour l'ensemble des électriciens à 9,6 Mds d'euros pour l'ensemble de la phase 2, après prise en compte de l'économie de 2 Mds d'euros due à l'utilisation des crédits. Plus de la moitié de ce coût de conformité concerne l'année 2008, alors que le prix de l'EUA était au plus haut, tout comme les émissions du secteur. Il faut noter que la dernière année de la phase 2012 a vu un gain économique net pour les acteurs économiques, les économies réalisées par l'utilisation des crédits Kyoto étant plus importantes que le coût dû à leur déficit de quotas.

**Tableau 6 – Estimation du coût de conformité pour le secteur électrique/cogénération**

	2008	2009	2010	2011	2012	Total Phase 2
Déficit de quotas (MtCO <sub>2</sub> )	268	165	163	130	99	825
Prix moyen de l'EUA (en euros)	22,34	13,18	14,34	12,96	7,50	14,06
Economie due à l'utilisation de crédits Kyoto (M€)	183	77	159	356	1 234	2 009
Estimation du coût de conformité (M€)	5 798	2 093	2 182	1 332	- 492	9 589

*Source : CDC Climat Recherche, EUTL, ICE Futures Europe*

## CONCLUSION

---

Cette Etude examine la décarbonation du secteur électrique au travers de l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> des installations de production d'électricité couvertes par l'EU ETS de 2008 à 2012. La troisième phase de l'EU ETS, qui se déroule de 2013 à 2020, est l'occasion de changements profonds pour les électriciens. Tout d'abord, la contrainte de réduction dans l'EU ETS se renforce à nouveau avec l'adoption d'un plafond communautaire de 2 039 MtCO<sub>2</sub> et son déclin progressif de 1,74 % par an d'ici 2020. Ensuite, la production d'électricité ne donne plus droit à l'allocation de quotas gratuits, les producteurs devront désormais se fournir intégralement aux enchères ou sur le marché secondaire. Ils supporteront ainsi l'intégralité du coût de leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Huit pays d'Europe de l'Est alloueront de manière transitoire jusqu'à 2019 des quotas gratuits à leurs électriciens, mais sous conditions qu'un montant financier équivalent soit investi pour la modernisation de leur industrie électrique. Les installations de cogénération continueront elles de recevoir des quotas gratuits correspondant uniquement à leur production de chaleur sur la base de benchmarks de l'énergie fossile disponible la moins émettrice soit le gaz naturel, mais leur part décroîtra chaque année et devra disparaître au plus tard en 2027. Ces changements vont dans le sens d'une meilleure intégration de la contrainte carbone par les opérateurs.

La baisse des émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique en phase 2 démontre en partie les résultats positifs des politiques climat - énergie appliquées au niveau européen. Néanmoins, l'observation des tendances dans le détail offre une analyse plus contrastée de la trajectoire de décarbonation du secteur. Ainsi, en raison notamment du regain de compétitivité de la production d'électricité à base de charbon, l'intensité CO<sub>2</sub> de la production électrique qui baissait depuis 2005 s'est stabilisé en 2011.

Le prix du carbone provenant de l'EU ETS principal outil de régulation incitant à réduire les émissions de CO<sub>2</sub> provenant des centrales à charbon, adresse actuellement un signal-prix aux opérateurs très éloigné du niveau nécessaire pour provoquer la substitution avec les centrales à gaz moins polluantes. Dans ce contexte, on peut légitimement s'interroger sur les conséquences à long terme de ces évolutions sur les décisions d'investissement à venir pour les énergéticiens qui ont largement investi durant la décennie écoulée sur des technologies moins émettrices. La pertinence et la coordination et des politiques climat-énergie dans le secteur électrique est donc certainement à examiner en Europe dans le cadre de la définition d'un nouveau paquet énergie-climat européenne après 2020 sous peine de paralyser les investissements nécessaires à la transition bas-carbone. En premier lieu, un signal prix du carbone robuste et crédible à long terme est nécessaire. Au vu de la crise économique passée, considérer une offre de quotas d'émissions qui puisse être adaptée aux conditions économiques et aux politiques énergétiques changeantes pourrait être une voie à explorer. Néanmoins, ne nous y trompons pas : c'est bel et bien un nouvel objectif climatique ambitieux pour l'Union européenne qui remettra l'EU ETS en fonctionnement pour assurer une décarbonation du secteur électrique en incitant aux substitutions d'énergies fossiles et en soutenant les investissements de long terme dans des technologies plus sobres en carbone.

## RÉFÉRENCES

- AFD et Plan bleu (2009), « Infrastructures et développement énergétique durable en Méditerranée : perspectives 2050 »
- Agence Internationale de l'Energie et Agence de l'Energie Nucléaire (2010); "Projected cost of generating electricity",
- Agence Internationale de l'Energie (2012), "Electricity information"
- CNUCC (2006), "2006 IPCC guidelines on stationary combustion", volume 2, chapter 2 : [http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2\\_Volume2/V2\\_2\\_Ch2\\_Stationary\\_Combustion.pdf](http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf)
- Commission européenne (2011), « Une Feuille de route vers une économie à faible intensité de carbone à l'horizon 2050 » : <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52011DC0112:EN:NOT>
- Commission européenne (2010), "Guidance on Interpretation of Annex I of the EU ETS Directive (excl. aviation activities)" : [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance\\_interpretation\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf)
- Commission européenne, Community International Transaction Log : <http://ec.europa.eu/environment/ets/>
- Communauté européenne, Directive 2003/87/CE, établissant un système de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la communauté et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil, version consolidée : <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:02003L0087-20090625:EN:NOT>
- Communauté européenne, Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables : <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:FR:PDF>
- Declercq, B. Delarue, E. et D'haeseleer, W. (2011), "Impact of the economic recession on the European power sector's CO<sub>2</sub> emissions", vol. 39(3), Mars 2011, Pages 1677–1686
- Delbosc, A. Stephan, N. Bellassen, V. Cormier, A. et Leguet, B. (2011), « Estimation de l'équilibre offre-demande de crédits Kyoto (CER et ERU) d'ici 2020 », Document de travail No. 10, CDC Climat Recherche.
- Ellerman, D., Buchner B. (2006), "Over-Allocation or Abatement? A preliminary Analysis of the EU ETS based on the 2005 Emissions data", [FEEM Working Paper No. 139.06](#)
- Eurostat, base de données sur la production d'électricité en Europe : [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search\\_database](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database)
- Platts, base de données "World electric power plant": <http://www.platts.com/Products/worldelectricpowerplantsdatabase>
- UBA, (2008) "Environmentally Harmful Subsidies in Germany", UmweltBundesAmt : <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3896.pdf>
- Stephan N., Bellassen V., Alberola E. (à venir) « Utilisation des crédits Kyoto par les industriels assujettis à la Phase 2 de l'EU ETS : les raisons d'un succès », Etude climat, CDC Climat Recherche.
- Shishlov I., Bellassen V. (2012) « Dix enseignements pour les dix ans du MDP », Etude climat n° 37, CDC Climat Recherche.
- Trotignon, R. (2012) « Combining cap-and-trade with offsets: lessons from the EU ETS », Climate Policy, Volume 12 Issue 3
- Trotignon, R. et Delbosc, A. (2008), « Echanges de quotas en période d'essai du marché européen du CO<sub>2</sub> : ce que révèle le CITL », Note d'étude n°13, Mission Climat
- VGB (2011), "Calculation of CO<sub>2</sub> avoidance potential by modernizing fossil-fired power plants in the EU 27 until 2020", VGB R&D Project 307

## ANNEXE I – METHODOLOGIE DU CROISEMENT DES DONNEES

L'identification des sites de production électrique inclus dans l'EU ETS s'est effectuée à partir de deux bases de données suivantes :

- le *European Union Transaction Log* (EUTL) anciennement *Community Independant Transaction Log* (CITL) qui référence les niveaux d'allocation de quotas et d'émissions de CO<sub>2</sub> des opérateurs de l'EU ETS<sup>22</sup>. Ces données permettent d'identifier un site par différentes informations (nom du site, teneur de compte, adresse, région).
- le *World Electric Power Plants* (WEPP) éditée par Platts qui présente les caractéristiques techniques des unités de production électrique. La base de données permet notamment de connaître la technologie de l'unité, sa puissance théorique, le carburant majoritairement utilisé, l'année de sa première mise en service. Elle permet également de connaître la typologie de l'opérateur : auto-producteur d'électricité, entreprise privée ou entreprise de service public.

L'analyse porte sur les installations de l'EU ETS qui transmettent principalement l'électricité produite au réseau de distribution d'électricité et couvre 1 453 installations. Ont été exclues de l'analyse les sites possédés par un opérateur de type autoproducteur, ainsi que ceux détenus par une entreprise privée ne faisant pas partie des catégories « producteurs d'énergie » ou « courtier en énergie » dans la base de données WEPP. Les entreprises de service publiques ont été incluses dans l'échantillon.

L'association d'un compte opérateur du CITL avec le ou les unités de production correspondantes dans les données de la WEPP s'est effectuée à partir de trois critères présents dans les deux bases de données<sup>23</sup> : le nom du site, le nom de l'entreprise possédant le site et la ville où se situe l'installation. Lorsque les trois critères correspondaient, les comptes étaient associés. Lorsque le nom de l'entreprise ne correspondait pas, une recherche internet a été effectuée pour identifier un éventuel changement de propriétaire. En cas d'explication de cette différence les comptes étaient associés et l'entreprise possédante retenue était celle de la base WEPP.

Le ou les unités notées comme en service dans la base WEPP ont ensuite été associés aux données d'émissions du CITL. En cas de multiples unités sur le site :

- Les puissances installées ont été additionnées ;
- L'année de mise en service est pondérée par la capacité de production de chaque unité ;
- En cas de carburants primaires différents sur le même site, c'est le carburant utilisé par la majorité de la puissance de production qui est retenu ;

L'identification des centrales de cogénération se fait à partir du type d'unité fournie par la base WEPP. Un site est considéré comme cogénération si plus de 90 % de sa capacité de production correspond à des unités de cogénération.

Dans certains cas, un site dans la base WEPP correspondait à plusieurs comptes dans le CITL. Les unités de productions étaient alors réparties à partir des informations comprises dans l'intitulé du compte ou le Plan d'allocation national de quotas. Dans 8 cas, il s'agissait soit d'un changement de compte, soit un compte recevait les allocations et l'autre servait à la restitution. Les deux comptes étaient alors fusionnés en un seul. Enfin, dans 3 cas, il était impossible d'identifier quelles unités. En raison de l'importance des émissions vérifiées, il a été décidé de fusionner les différents comptes de l'installation en un seul.

<sup>22</sup> Pour plus de détail sur le CITL voir [Trotignon et Delbosc \(2008\)](#) mettre un lien hypertexte vers la note

<sup>23</sup> La base CITL ne contient pas le nom de l'entreprise, mais dans une version antérieure correspondant à la phase I de l'EU ETS, une identification des entreprises a été effectuée par Trotignon et Delbosc (2008) à partir des adresses internet de contact, aujourd'hui inaccessibles. Pour les sites apparus en phase 2, le nom de l'entreprise apparaît dans certains cas dans l'intitulé du compte.

## **ANNEXE II – EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DU SECTEUR ELECTRIQUE PAR PAYS**

En MtCO <sub>2</sub> Pays	PHASE I			PHASE II				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Autriche</b>	10,2	9,5	8,8	8,8	7,6	9,1	8,6	6,7
<b>Belgique</b>	20,4	18,9	18,1	16,0	16,8	17,0	14,1	13,4
<b>Bulgarie</b>	0,0	0,0	26,1	25,9	23,9	25,3	30,3	26,1
<b>Chypre</b>	3,5	3,7	3,8	4,0	4,0	3,9	3,7	3,5
<b>Rép. Tchèque</b>	53,7	54,3	58,3	52,8	50,5	52,0	51,2	47,1
<b>Allemagne</b>	315,4	316,8	323,9	307,2	284,4	296,6	293,6	299,3
<b>Danemark</b>	18,0	25,8	21,1	19,1	19,2	18,8	15,1	11,9
<b>Estonie</b>	11,1	10,4	13,3	11,3	9,2	13,1	13,2	11,9
<b>Espagne</b>	108,9	101,1	107,2	90,2	74,4	58,2	72,1	77,0
<b>Finlande</b>	16,1	26,5	24,4	18,3	19,4	24,1	18,7	14,6
<b>France</b>	36,5	32,0	33,1	31,9	32,4	33,5	26,3	29,0
<b>Royaume-Uni</b>	175,1	184,1	180,9	174,7	152,8	159,0	145,7	159,5
<b>Grèce</b>	52,6	51,1	53,9	53,0	50,2	47,1	49,3	50,8
<b>Hongrie</b>	15,0	14,7	15,8	15,2	12,4	12,6	12,4	11,6
<b>Irlande</b>	15,1	14,4	13,9	14,0	12,5	12,7	11,4	12,1
<b>Italie</b>	131,6	135,1	133,2	128,4	108,2	107,0	106,8	103,3
<b>Lituanie</b>	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,8	2,1	2,2
<b>Luxembourg</b>	1,0	1,1	1,0	0,8	1,0	1,0	0,8	0,8
<b>Lettonie</b>	1,3	1,4	1,3	1,3	1,2	1,5	1,4	1,1
<b>Malte</b>	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	2,1
<b>Pays-Bas</b>	44,1	42,1	45,4	43,7	43,2	45,2	41,7	40,1
<b>Norvège</b>	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1	1,4	1,2	0,7
<b>Pologne</b>	144,9	148,9	147,4	142,2	137,1	141,5	143,0	138,9
<b>Portugal</b>	22,1	18,9	16,7	16,0	16,4	11,4	13,5	14,4
<b>Roumanie</b>	0,0	0,0	37,0	34,7	29,1	26,6	29,9	27,0
<b>Suède</b>	5,4	5,7	5,1	4,9	5,4	7,2	5,3	4,7
<b>Slovénie</b>	6,3	6,3	6,6	6,4	6,1	6,2	6,2	5,9
<b>Slovaquie</b>	6,1	6,0	5,4	5,3	4,6	4,3	4,5	4,2
<b>TOTAL</b>	<b>1 219</b>	<b>1 233</b>	<b>1 306</b>	<b>1 230</b>	<b>1 127</b>	<b>1 141</b>	<b>1 124</b>	<b>1 120</b>

*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

### ANNEXE III – EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DES CENTRALES ELECTRIQUES ET DE COGENERATION PAR COMBUSTIBLE PRIMAIRE

#### Union européenne (UE- 27) et Norvège

En MtCO <sub>2</sub>	PHASE I				PHASE II			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Combustible primaire</b>								
<b>Production d'électricité</b>	<b>922</b>	<b>928</b>	<b>983</b>	<b>923</b>	<b>833</b>	<b>835</b>	<b>826</b>	<b>830</b>
Charbon bitumineux	373,8	391,5	392,2	345,4	307,6	311,3	306,6	351,3
Charbon lignite	199,9	194,3	231,6	221,5	211,6	207,2	225,2	225,8
Autres charbons	43,6	39,9	41,3	33,3	26,1	20,4	29,0	32,4
Gaz naturel	202,9	211,4	228,5	240,0	218,9	221,9	194,0	152,6
Pétrole	64,7	55,8	48,7	46,0	41,9	37,6	33,5	33,6
Gaz de hauts-fourneaux	23,6	22,6	24,2	22,6	14,7	20,8	21,9	20,2
Schistes bitumineux	10,0	9,2	12,1	10,3	8,3	12,2	12,1	10,9
Tourbe	2,7	3,1	3,3	3,4	3,3	3,2	2,9	3,0
<b>Cogénération</b>	<b>297</b>	<b>305</b>	<b>323</b>	<b>307</b>	<b>294</b>	<b>306</b>	<b>298</b>	<b>289</b>
Charbon bitumineux	111,4	118,6	121,8	108,7	102,7	109,3	104,4	99,5
Charbon lignite	133,7	131,5	142,4	142,0	136,6	136,1	138,2	138,8
Autres charbons	4,3	4,4	5,7	5,4	4,7	5,0	4,3	4,2
Gaz naturel	26,1	28,3	31,6	31,1	31,2	33,0	29,7	27,4
Pétrole	5,0	4,1	4,5	4,3	4,4	4,3	3,8	3,9
Gaz de hauts-fourneaux	9,1	8,9	8,3	8,1	7,1	9,4	9,4	8,9
Schistes bitumineux	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9
Tourbe	3,7	4,7	4,5	4,1	3,8	4,8	4,1	3,3
<b>Total électricité/cogénération</b>	<b>1 219</b>	<b>1 233</b>	<b>1 306</b>	<b>1 230</b>	<b>1 127</b>	<b>1 141</b>	<b>1 124</b>	<b>1 120</b>

Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

#### Allemagne

En MtCO <sub>2</sub>	PHASE I				PHASE II			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Combustible primaire</b>								
<b>Production d'électricité</b>	<b>196</b>	<b>198</b>	<b>206</b>	<b>197</b>	<b>177</b>	<b>187</b>	<b>186</b>	<b>190</b>
Charbon bitumineux	73,2	77,7	80,2	73,2	60,6	67,3	65,1	65,4
Charbon lignite	97,5	94,5	99,2	94,5	90,2	89,7	93,5	99,3
Autres charbons	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gaz de hauts-fourneaux	4,1	3,7	4,2	4,0	1,9	4,2	4,3	4,2
Gaz naturel	19,5	20,7	21,0	23,8	23,1	24,6	22,7	19,6
Pétrole	1,0	0,8	1,1	1,0	1,2	1,2	0,6	1,0
<b>Cogénération</b>	<b>120</b>	<b>119</b>	<b>118</b>	<b>110</b>	<b>107</b>	<b>109</b>	<b>107</b>	<b>109</b>
Charbon bitumineux	44,2	43,8	44,1	37,9	35,5	37,1	34,8	36,8
Charbon lignite	67,1	66,5	66,1	64,7	64,5	63,7	64,6	65,4
Autres charbons	0,6	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Gaz de hauts-fourneaux	3,3	3,6	3,1	3,1	2,8	4,0	4,1	3,6
Gaz naturel	4,4	4,2	3,9	4,0	3,7	4,0	3,2	3,2
Pétrole	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
<b>Total électricité/cogénération</b>	<b>315,2</b>	<b>316,6</b>	<b>323,8</b>	<b>307,1</b>	<b>284,3</b>	<b>296,5</b>	<b>293,5</b>	<b>299,2</b>

Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)

### Royaume-Uni

En MtCO <sub>2</sub> Combustible primaire	PHASE I			PHASE II				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Production d'électricité</b>	<b>173</b>	<b>183</b>	<b>179</b>	<b>173</b>	<b>151</b>	<b>157</b>	<b>143</b>	<b>158</b>
Charbon bitumineux	114,0	126,0	116,3	105,4	87,6	91,2	90,0	120,7
Autres charbons	3,2	3,5	2,7	3,3	2,2	2,7	2,4	3,2
Gaz naturel	55,3	52,2	59,4	63,2	60,6	63,1	50,8	33,9
Pétrole	0,9	0,9	0,7	1,2	0,7	0,4	0,3	0,3
<b>Cogénération</b>	<b>1,7</b>	<b>1,5</b>	<b>1,7</b>	<b>1,6</b>	<b>1,7</b>	<b>1,6</b>	<b>1,7</b>	<b>1,4</b>
Gaz naturel	1,7	1,5	1,7	1,6	1,7	1,6	1,7	1,4
<b>Total électricité/cogénération</b>	<b>175,1</b>	<b>184,1</b>	<b>180,9</b>	<b>174,6</b>	<b>152,8</b>	<b>159,0</b>	<b>145,1</b>	<b>159,5</b>

*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

### France

En MtCO <sub>2</sub> Combustible primaire	PHASE I			PHASE II				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Production d'électricité</b>	<b>33</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>23</b>	<b>26</b>
Charbon bitumineux	25,3	22,1	24,1	22,2	21,4	21,3	15,6	19,4
Autres charbons	1,1	0,8	0,5	0,7	0,6	0,7	0,2	0,7
Gaz de hauts-fourneaux	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	2,5	3,4	1,7
Pétrole	6,1	5,2	4,6	4,9	5,0	5,1	4,0	4,2
<b>Cogénération</b>	<b>3,5</b>	<b>3,2</b>	<b>3,4</b>	<b>3,5</b>	<b>3,8</b>	<b>4,0</b>	<b>3,1</b>	<b>2,8</b>
Autres charbons	0,6	0,7	0,7	0,6	0,6	0,8	0,5	0,6
Gaz de hauts-fourneaux	0,9	0,6	0,9	1,0	1,3	1,2	0,8	0,5
Gaz naturel	1,9	2,0	1,9	1,9	1,9	2,0	1,8	1,7
<b>Total électricité/cogénération</b>	<b>36,5</b>	<b>31,9</b>	<b>33,1</b>	<b>31,9</b>	<b>32,3</b>	<b>33,5</b>	<b>26,3</b>	<b>28,8</b>

*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

### Italie

En MtCO <sub>2</sub> Combustible primaire	PHASE I			PHASE II				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Production d'électricité</b>	<b>126</b>	<b>129</b>	<b>127</b>	<b>122</b>	<b>101</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>96</b>
Charbon bitumineux	31,5	30,8	31,7	32,8	30,5	28,8	32,1	35,0
Autres charbons	4,1	4,8	4,3	3,9	4,1	3,7	3,9	3,6
Gaz de hauts-fourneaux	12,9	13,6	13,1	12,3	8,2	10,5	11,3	9,6
Gaz naturel	51,9	57,6	60,2	58,2	46,2	46,3	42,5	37,7
Pétrole	25,3	21,8	17,4	14,8	12,5	10,5	9,9	10,1
<b>Cogénération</b>	<b>5,7</b>	<b>6,4</b>	<b>6,4</b>	<b>6,4</b>	<b>6,8</b>	<b>7,3</b>	<b>7,1</b>	<b>7,3</b>
Gaz naturel	4,2	5,1	5,0	5,1	5,0	5,4	5,4	5,2
Pétrole	1,6	1,3	1,4	1,3	1,7	1,8	1,8	2,1
<b>Total électricité/cogénération</b>	<b>131,4</b>	<b>135,1</b>	<b>133,2</b>	<b>128,4</b>	<b>108,2</b>	<b>107,0</b>	<b>106,8</b>	<b>103,3</b>

*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

*Etude Climat n°42– Le secteur électrique européen en phase 2 de l'EU ETS :  
moins d'émissions de CO<sub>2</sub> mais toujours autant de charbon*

### Espagne

En MtCO <sub>2</sub> Combustible primaire	PHASE I			PHASE II				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Production d'électricité</b>	<b>108</b>	<b>101</b>	<b>107</b>	<b>90</b>	<b>74</b>	<b>57</b>	<b>71</b>	<b>76</b>
Charbon bitumineux	37,0	32,6	36,3	20,8	18,0	14,3	19,2	27,2
Charbon lignite	12,6	11,5	11,0	9,2	6,8	5,7	9,4	8,0
Autres charbons	27,9	22,5	24,9	17,3	10,7	4,7	14,6	17,5
Gaz naturel	17,9	23,3	25,5	33,1	29,7	24,5	20,0	15,6
Pétrole	12,8	10,7	8,9	9,2	8,5	8,1	7,8	7,6
<b>Cogénération</b>	<b>0,6</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>	<b>0,6</b>	<b>0,7</b>	<b>0,6</b>
Gaz de hauts-fourneaux	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3
Gaz naturel	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2
Pétrole	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total électricité/cogénération</b>	<b>109,0</b>	<b>101,1</b>	<b>107,1</b>	<b>90,2</b>	<b>74,3</b>	<b>58,0</b>	<b>71,7</b>	<b>76,5</b>

*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

### Pologne

En MtCO <sub>2</sub> Combustible primaire	PHASE I			PHASE II				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Production d'électricité</b>	<b>53</b>	<b>57</b>	<b>57</b>	<b>53</b>	<b>52</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>49</b>
Charbon bitumineux	36,7	40,1	40,3	37,0	36,4	38,5	38,4	34,1
Charbon lignite	13,0	13,9	14,1	13,2	13,2	12,4	12,7	12,6
Autres charbons	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Gaz naturel	2,3	2,2	2,1	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2
<b>Cogénération</b>	<b>92</b>	<b>92</b>	<b>90</b>	<b>89</b>	<b>85</b>	<b>88</b>	<b>89</b>	<b>89</b>
Charbon bitumineux	46,9	48,4	49,1	45,2	43,2	47,1	45,2	42,9
Charbon lignite	44,9	43,2	40,8	43,8	41,2	40,4	43,7	46,2
Autres charbons	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Gaz naturel	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Total électricité/cogénération</b>	<b>144,9</b>	<b>148,9</b>	<b>147,4</b>	<b>142,2</b>	<b>137,1</b>	<b>141,5</b>	<b>143,0</b>	<b>138,9</b>

*Source : Estimation CDC Climat Recherche à partir des données EUTL et World Electric Power Plant (Platts)*

**LA SERIE 'ETUDES CLIMAT' DE CDC CLIMAT RECHERCHE**

---

- N°41 **Lutte contre la précarité énergétique : analyse des politiques en France et au Royaume-Uni**  
JOHAN TYSZLER, CECILE BORDIER ET ALEXIA LESEUR - Septembre 2013
- N°40 **Forêt et atténuation du changement climatique au sein des politiques européennes :  
priorité au bois-énergie**  
FREDERIC BARON, VALENTIN BELLASSEN & MARIANA DEHEZA - Avril 2013
- N°39 **Plus de 800 installations des filières agricole et agroalimentaire concernées par l'EU-  
ETS**  
CLAUDINE FOUCHEROT & VALENTIN BELLASSEN - Mars 2013
- N°38 **Les outils économiques des politiques énergie-climat chinoises à l'heure du 12<sup>ème</sup>  
plan quinquennal**  
DI ZHOU ET ANAÏS DELBOSC–Janvier 2013
- N° 37 **Dix enseignements pour les dix ans du MDP**  
IGOR SHISHLOV, VALENTIN BELLASSEN – OCTOBRE 2012
- N° 36 **Le schéma régional climat air énergie : un outil pour la transition énergétique et  
climatique des régions françaises**  
JEREMIE DE CHARENTENAY, ALEXIA LESEUR ET CECILE BORDIER - Septembre 2012
- N° 35 **La transmission des incitations REDD+ aux acteurs locaux : leçons de la gestion du  
carbone forestier dans les pays développés**  
MARIANA DEHEZA ET VALENTIN BELLASSEN - Août 2012
- N° 34 **L'inclusion de l'aviation internationale dans le Système Européen d'Échanges de  
Quotas de CO<sub>2</sub> : un premier pas vers un système mondial?**  
EMILIE ALBEROLA & BORIS SOLIER - Mai 2012
- N° 33 **Mise en œuvre conjointe : un mécanisme pionnier dans les frontières d'une limite  
sur les émissions**  
IGOR SHISHLOV, VALENTIN BELLASSEN & BENOIT LEGUET- Février 2012
- N° 32 **Financer la lutte contre le changement climatique dans les pays en développement :  
quelle place pour les NAMA ?**  
ROMAIN MOREL & ANAÏS DELBOSC - Février 2012
- N° 31 **Les projets de compensation carbone dans le secteur agricole**  
CLAUDINE FOUCHEROT & VALENTIN BELLASSEN - Décembre 2011
- N° 30 **Le rôle des collectivités territoriales dans le soutien public aux énergies  
renouvelables : exemples en Europe et en France**  
MARION JEULIN & ANAÏS DELBOSC - Novembre 2011
- N° 29 **La compensation carbone volontaire des collectivités : pratiques et leçons**  
AMADOU KEBE, VALENTIN BELLASSEN & ALEXIA LESEUR - Septembre 2011
- N° 28 **Design de systèmes d'échange de quotas d'émissions multisectoriels : une  
comparaison des expériences européennes et américaines**  
CECILE GOUBET & ANAÏS DELBOSC - Mai 2011
- N° 27 **L'élaboration d'une politique nationale d'adaptation au changement climatique :  
retour sur cinq cas européens**  
GASPARD DUMOLLARD & ALEXIA LESEUR - Février 2011

**Toutes les publications de CDC Climat Recherche sont disponibles sur :**

<http://www.cdclimat.com>