

Quel prix du CO₂ pour le déploiement des techniques de captage, transport et stockage géologique du CO₂ ?

Marie Renner¹

Les scénarii avec objectifs ambitieux de réduction des gaz à effet de serre (GES) font appel aux techniques de Captage, transport et stockage géologique du carbone (CSC).

Dans le scénario 2 degrés (2 DS) de l'AIE (Energy Technology Perspectives 2012), 25% des réductions d'émissions viennent ainsi de dispositifs CSC appliqués à des centrales électriques.

Mais le captage du CO₂ issu de l'industrie électrique n'est pour l'heure pas mature et reste coûteux. Néanmoins, le développement de pilotes (effets d'apprentissage) combiné à un prix de la tonne de CO₂ suffisamment élevé permettrait le déploiement commercial des CSC à l'horizon 2035. En effet, s'il est assez élevé, le prix de la tonne de CO₂ peut infléchir le choix des investisseurs en faveur des techniques CSC de facto peu concernées par la contrainte carbone.

L'objectif de la présente étude est de dresser un panorama économique des techniques CSC appliquées aux centrales électriques et d'étudier le prix du CO₂ à partir duquel les centrales électriques CSC deviennent compétitives. On parle de prix de switch du CO₂.

L'intérêt principal de l'étude réside dans la distinction et le calcul de prix de switch du CO₂ :

- intra-techniques, que l'on retrouve classiquement dans la littérature (charbon vs charbon CSC// gaz vs gaz CSC).
- et inter-techniques, absents de la littérature. L'ensemble des arbitrages d'investissement est considéré. Ex. : centrale charbon sans CSC vs centrale gaz CSC, charbon CSC vs gaz sans CSC...

Cette distinction permet de contredire l'assertion que l'on retrouve dans la littérature spécialisée * et selon laquelle les centrales charbon CSC fonctionnant en base deviennent compétitives pour un prix du CO₂ supérieur à 50-60 €/t. On montre qu'en réalité, les centrales CSC présentent le coût de production le plus faible sur l'ensemble des technologies au-delà de 80-100 €/tCO₂. Il existe donc de fortes incertitudes sur la rentabilité des centrales CSC. Pour rappel, le prix du CO₂ est autour de 5 €/t aujourd'hui.

On montre finalement que le choix d'investissement dépend d'abord du switch induit par le prix des combustibles. Lorsque le prix du CO₂ dépasse 80-100 €/t, se superpose alors un autre effet de switch en faveur des centrales CSC

* AIE, Department of Energy (DoE), Worley Parsons, Zero Emission Platform (ZEP), Institut Français du Pétrole Energies nouvelles (IFPEN)...

L'auteur tient à remercier les lecteurs de cet Info&Débat pour leurs précisions, remarques et commentaires constructifs, en particulier Gérard Moutet, Adeline Duterque, Nicolas Perrin, Benoît Peluchon, Florent Le Strat, Stephen Lecourt, Pierre-André Jouvét, Christian de Perthuis et Jill Madelenat. Les opinions exprimées dans ce cahier restent celles de l'auteur.

1. Chaire Economie du Climat
marie.renner@chaireeconomieduclimat.org

Table des matières

Synthèse	4
Contexte	6
Un bref état de l'art des techniques CSC	8
1. Maturité des techniques CSC	8
2. Une incertitude sur les coûts du CSC	9
3. Prix du CO₂, seuil de rentabilité et choix technologique	10
4. Pourquoi cette étude se concentre sur le secteur électrique	10
Panorama des coûts des centrales électriques CSC	11
1. Méthodologie	11
1.1. Deux indicateurs clés pour évaluer le surcoût du CSC : LCoE et prix CO ₂ de switch	11
1.2. Comment dresser un panorama objectif du coût des techniques CSC à partir d'études publiques hétérogènes ?	12
2. Les centrales charbon	19
2.1. Aucune technique de captage ne présente d'avantage coût clair	19
2.2. Surcoût engendré par un dispositif CSC	19
2.3. Prix du CO ₂ et seuil de rentabilité d'une centrale charbon CSC	20
2.4. Etudes de sensibilité sur le prix CO ₂ à partir duquel une centrale charbon CSC est rentable	20
3. Les centrales gaz	24
3.1. Surcoût engendré par un dispositif CSC	24
3.2. Prix du CO ₂ et seuil de rentabilité d'une centrale gaz CSC	25
3.3. Etudes de sensibilité sur le prix CO ₂ à partir duquel une centrale gaz CSC est rentable	25
4. La vision de l'investisseur sur les centrales CSC	29
4.1. Prix CO ₂ de switch intra et inter-techniques	29
4.2. Zoom sur l'étude de l'AIE	30
4.3. Selon le prix du CO ₂ , dans quelle technologie de centrale investir ?	34
Etudes de sensibilité sur les paramètres technico-économiques susceptibles d'influer sur les prix de switch intra et inter-techniques	39
1. Variables clés des études de sensibilité	39
2. Principaux résultats issus des études de sensibilité des prix de switch à différents paramètres	40
2.1. Sensibilité sur le taux d'actualisation	40
2.2. Sensibilité sur le prix des combustibles	41
2.3. Sensibilité sur le facteur de charge	43
2.4. Sensibilité sur les rendements des centrales gaz et charbon	43

2.5. Sensibilités sur le taux de captage, la durée d'exploitation de la centrale et la durée de construction.....	43
3. Conclusions sur les études de sensibilité	44
Bibliographie.....	45
Annexe 1 : Descriptif des techniques de captage : précombustion, oxycombustion et postcombustion ..	46
1. Captage précombustion	46
1.1. Principes généraux	46
1.2. Etat actuel de cette technique	47
2. Captage oxycombustion	47
2.1. Principes généraux	47
2.2. Etat actuel de cette technique	48
3. Captage postcombustion.....	48
3.1. Principes généraux	48
3.2. Etat actuel de cette technique	50
Annexe 2 : Quelques définitions	51
1. Annuité d'investissement en €/MWh (\$/MWh).....	51
2. Coût de revient économique (CRE ou LCoE) €/MWh (\$/MWh)	51
3. Facteur d'émission en t/MWh.....	52
Annexe 3 : Tableaux détaillés.....	53
Annexe 4 : Etudes de sensibilité sur les prix de switch : résultats détaillés.....	57
1. Sensibilité sur le taux d'actualisation	57
2. Sensibilité sur le prix des combustibles	61
3. Sensibilité sur le facteur de charge	68
4. Sensibilité sur les rendements des centrales gaz et charbon.....	68
5. Sensibilités sur le taux de captage, la durée d'exploitation et la durée de construction	69

Liste des figures

Figure 1 AIE (2012), Energy Technology Perspectives 2012	7
Figure 2 : Notion de prix de switch du CO ₂	11
Figure 3: Analyse de sensibilité du LCoE des centrales CSC en fonction de plusieurs paramètres (AIE, 2011).....	15
Figure 4: LCoE des centrales charbon avec captage postcombustion avant et après homogénéisation des paramètres technico-économiques et méthodologies de calcul	18
Figure 5 : Décomposition du LCoE des centrales charbon avec et sans CSC	20
Figure 6 : Sensibilité sur le prix CO ₂ de switch du cas de référence (centrale charbon précombustion)	23
Figure 7: Décomposition du LCoE des centrales gaz avec et sans CSC	24
Figure 8 : Sensibilité sur le prix CO ₂ de switch du cas de référence (centrale gaz postcombustion)	28
Figure 9 : Merit order des LCoE des différents types de centrales (avec et sans CSC) pour un prix du CO ₂ nul, étude de l'AIE	29
Figure 10 : LCoE des centrales gaz et charbon, avec ou sans dispositif CSC, pour différents scénarii de prix du CO ₂ . Etude de l'AIE	30
Figure 11 : Classement des types de centrale par ordre de prix de switch croissant	33
Figure 12 : Figure indiquant, pour différents prix du CO ₂ , le type de centrale électrique qui offre le plus LCoE. Etablie à partir des données AIE.	34

Figure 13 : Aires de rentabilité des technologies de centrales suivant les prix des combustibles et du CO ₂	37
Figure 15 : Impact d'une variation du taux d'actualisation de +/-4 points sur les prix de switch inter-techniques	40
Figure 16 : Impact d'une variation du prix du gaz naturel de +/-20% sur les prix de switch inter-techniques	41
Figure 17 : Aperçu du process de captage précombustion.	46
Figure 18 : Aperçu du processus de captage par oxycombustion.	47
Figure 19 : Aperçu du processus de captage postcombustion.	49
Figure 20 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, taux d'actualisation de 4%.....	58
Figure 21 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, taux d'actualisation de 12%.....	59
Figure 22 : Impact d'une variation du taux d'actualisation de +/-4 points sur les prix de switch inter-techniques	60
Figure 23 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, prix du gaz diminué de 20%.....	62
Figure 24 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, prix du gaz accru de 20%	63
Figure 25 : Impact d'une variation du prix du gaz naturel de +/-20% sur les prix de switch inter-techniques	64
Figure 26 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, prix du charbon diminué de 20%.....	65
Figure 27 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, prix du charbon accru de 20%	66
Figure 28 : Impact d'une variation du prix du gaz naturel de +/-20% sur les prix de switch inter-techniques	67

Liste des tableaux

Tableau 1 : Valeurs d'overnight cost des centrales charbon et gaz sans CSC pour chaque étude considérée.....	13
Tableau 2: Analyse croisée des bibliographies des études considérées.....	14
Tableau 3: Paramètres technico-économiques inchangés	16
Tableau 4 : Paramètres technico-économiques homogénéisés	17
Tableau 5 : Méthodologies de calcul harmonisées	18
Tableau 6 : Sensibilité du prix CO ₂ de switch et du LCoE au prix du combustible	21
Tableau 7 : Sensibilité du prix CO ₂ de switch et du LCoE aux pénalités de rendement.....	22
Tableau 8 : Sensibilité du prix CO ₂ de switch et du LCoE au coût d'investissement.....	22
Tableau 9 : Sensibilité du prix CO ₂ de switch et du LCoE au coût d'investissement et aux pénalités de rendement.....	23
Tableau 10: Sensibilité du prix CO ₂ de switch et du LCoE au prix du combustible	25
Tableau 11 : Sensibilité du prix CO ₂ de switch et du LCoE aux pénalités de rendement.....	26
Tableau 12 : Sensibilité du prix CO ₂ de switch et du LCoE au coût d'investissement.....	27
Tableau 13 : Sensibilité du prix CO ₂ de switch et du LCoE au coût d'investissement et aux pénalités de rendement.....	27
Tableau 14 : Classement par ordre croissant des centrales en fonction de leur LCoE pour différents scénarii de prix du CO ₂ , étude de l'AIE	31
Tableau 15 : Compétitivité relative des centrales charbon et gaz selon divers scénarii de variation du prix des combustibles.....	35
Tableau 16 : Sensibilité du prix CO ₂ de switch selon divers scénarii de prix de combustibles	35
Tableau 17 : Paramètres technico-économiques ayant fait l'objet d'une étude de sensibilité.....	39
Tableau 18 : Synthèse des principales données technico-économiques des études analysées.....	53
Tableau 19 : Comparaison des principaux facteurs technico-économiques utilisés par les études considérées pour les centrales gaz et charbon.....	54
Tableau 20 : Synthèse des données et résultats tirés des études CSC après standardisation des paramètres technico-économiques	55
Tableau 21 : Synthèse les différents prix de switch pour les centrales gaz et charbon.....	56

SYNTHESE

Le problème du réchauffement climatique fait aujourd'hui consensus au sein de la Communauté internationale. Pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre (GES) responsables du réchauffement climatique, il existe plusieurs solutions techniques. Parmi elles, les techniques de Captage, de transport et de Stockage géologique du CO₂ (CSC en anglais et CSC en français). Pour l'AIE comme pour la Commission Européenne, elles sont une option appelée (ou alors elles sont appelées) à jouer un rôle majeur dans la réduction des GES (près d'un quart entre 2015 et 2050 pour l'AIE, ETP 2012). Mais le captage du CO₂ issu de l'industrie (électrique, cimenterie, sidérurgie...) n'est pour l'heure pas mature et reste coûteux. Le développement de pilotes – permettant de bénéficier d'effets d'apprentissage – combiné à un prix de la tonne de CO₂ suffisamment élevé permettrait le déploiement commercial des techniques CSC à l'horizon 2030. En effet, s'il est assez élevé, le prix de la tonne de CO₂ peut infléchir le choix des investisseurs en faveur des techniques CSC, les centrales/usines sans dispositifs CSC étant fortement pénalisées par leurs émissions de CO₂ à la différence des centrales/usines avec CSC.

L'objectif de la présente étude est d'évaluer la rentabilité des centrales électriques CSC. Celle-ci est directement liée aux surcoûts engendrés par un dispositif CSC.

Ces surcoûts sont de deux natures :

- Un surcoût à l'investissement (surcoût fixe)
- Un surcoût à l'exploitation :
 - Coûts d'exploitation et maintenance plus élevés,
 - Pénalités de rendement ce qui accroît la consommation en combustibles fossiles.

On évalue ces surcoûts à l'aide de deux indicateurs :

- Le Levelized Cost of Electricity (LCoE), exprimé en €/MWh, désigne le prix de vente minimum de l'électricité pour que la centrale soit rentable.
- Le prix CO₂ de switch. C'est le prix du CO₂ pour lequel le coût complet d'une centrale avec CSC égalise celui de la même centrale sans CSC.
Le développement du CSC est étroitement lié au prix accordé au CO₂. En effet, contrairement aux énergies renouvelables qui peuvent présenter un intérêt intrinsèque, les techniques CSC ne présentent pas d'autre intérêt que celui de réduire le volume de CO₂ émis dans l'atmosphère.

Pour calculer ces deux indicateurs, un premier travail de normalisation des études (AIE, DoE, WorleyParsons, ZEP) portant sur les coûts des techniques CSC est nécessaire. En effet, chaque étude technico-économique portant sur le CSC utilise ses propres hypothèses technico-économiques de cadrage (Ex. : taux d'actualisation, durée de vie...) et méthodologies de calcul (LCoE, facteur d'émission...). Cette hétérogénéité rend difficile toute comparaison objective des études.

Après ce travail de normalisation des études, on observe que :

- Pour les centrales électriques au charbon, seul le captage postcombustion est systématiquement étudié ; les techniques précombustion et oxycombustion sont, elles, étudiées par 3 études sur 4.
Aucune technique de captage ne présente un avantage coût clair.
- Pour les centrales à gaz, seule la technique postcombustion est étudiée. L'AIE est la seule des cinq études à étudier le captage oxycombustion à l'horizon 2020 (contre 2015 pour le captage postcombustion).
- L'adjonction d'un dispositif CSC pour une centrale en base :
 - Renchérit, en moyenne, le coût d'investissement (*overnight cost*) :
 - de 70% pour les centrales charbon CSC,
 - de 100% pour les centrales gaz CSC.
 - Renchérit en moyenne les coûts variables :
 - Pénalités de rendement de :
 - 9 points pour les centrales charbon CSC, soit une augmentation du coût du combustible de 25%,
 - 8 points pour les centrales gaz CSC, soit une augmentation du coût du combustible de 15%.

- Coûts d'exploitation et maintenance :
 - De 80% pour les centrales charbon CSC,
 - De 100% pour les centrales gaz CSC.
- Ce qui se traduit par une augmentation moyenne du LCoE des centrales CSC par rapport à leur centrale de référence de :
 - 60% pour les centrales charbon CSC,
 - 40% pour les centrales gaz CSC.
- Le surcoût de l'installation d'un dispositif CSC est compensé par un prix du CO₂ de :
 - 60-70 € pour les centrales charbon CSC,
 - 80-100 € pour les centrales gaz CSC.

Si l'on s'en tient à ces prix CO₂ de switch, à partir de 60-70 €/tCO₂ il est plus intéressant d'opter pour des centrales charbon CSC que des centrales charbon classiques, et à partir de 80-100 €/tCO₂, il devient plus intéressant d'investir dans une centrale gaz CSC que dans une centrale gaz classique.

Or, à 60-70 €/tCO₂, les centrales charbon CSC ne sont pas les plus compétitives ; ce sont les centrales gaz classiques qui offrent le plus petit LCoE.

L'intérêt de cette étude réside dans la distinction et le calcul de prix de switch intra-technique (charbon vs charbon CSC// gaz vs gaz CSC) mais aussi inter-techniques (charbon CSC vs gaz CSC, charbon sans CSC vs gaz sans CSC, charbon CSC vs gaz sans CSC, gaz CSC vs charbon sans CSC). En considérant l'ensemble des possibilités d'arbitrage, ces prix de switch inter-techniques reflètent mieux la complexité de la réalité d'un investisseur.

En tenant compte des prix de switch intra et inter-technique, avec les hypothèses de coût du combustible de l'AIE (WEO 2012, scénario New Policy, horizon 2020) et un fonctionnement en base des centrales, on montre que :

- Pour un prix du CO₂ faible (moins d'une dizaine d'euros), le choix d'investissement s'effectue entre une centrale charbon classique et une centrale gaz classique. Les centrales CSC sont disqualifiées. Le prix des combustibles est alors le déterminant majeur du choix d'investissement. On se rapproche de la notion de *fuel switch*.
- Pour un prix du CO₂ plus significatif (une dizaine d'euros à 60 €/tCO₂), la pénalité carbone pesant sur les centrales sans CSC devient plus significative. Autour de 15 à 40 €/tCO₂ suivant les études, les centrales gaz deviennent plus compétitives que les centrales charbon. Au-delà de ce seuil de 15-40 €/tCO₂, il devient donc plus intéressant d'investir dans le gaz que dans le charbon.
- Pour un prix du CO₂ compris entre 60 et 90-100 €/tCO₂, il est toujours plus intéressant d'investir dans des centrales gaz classiques, plus compétitives. Les centrales charbon CSC deviennent plus compétitives que les centrales charbon classiques, mais c'est une rentabilité relative et non absolue car elles ne sont pas les plus compétitives par rapport aux centrales gaz.
- Pour un prix du CO₂ supérieur à 90-100 €/tCO₂, les centrales CSC deviennent les plus compétitives. Pour toutes les études, sauf la ZEP et l'AIE à l'horizon 2030, ce sont les centrales gaz CSC et non charbon CSC qui offrent le plus petit LCoE. Néanmoins la frontière de rentabilité entre le charbon CSC et le gaz CSC est mince.

En conclusion, le choix d'investissement dépend d'abord du switch induit par le prix des combustibles. Lorsque le prix du CO₂ dépasse 90-100 €/t, se superpose alors un autre effet de switch en faveur des technologies CSC. Pour rappel, le prix du CO₂ est autour de 5 €/t aujourd'hui. Il existe donc de fortes incertitudes sur la rentabilité des centrales CSC.

CONTEXTE

Un enjeu : limiter les émissions de gaz à effet de serre responsables du réchauffement climatique

L'existence du réchauffement climatique comme la nécessité de le circonscrire font aujourd'hui consensus au sein de la communauté scientifique. Afin d'en limiter les effets, coûteux tant sur le plan environnemental, économique ou social (montée du niveau des océans, disparition de milliers d'espèces animales et végétales, désertification, inondations...), le Groupement Intergouvernemental d'Experts sur l'évolution du Climat (GIEC) estime qu'il ne faudrait pas dépasser le seuil de 2°C au-dessus des niveaux préindustriels.

Cet objectif climatique ambitieux a été entériné à Copenhague (COP 15, 2009). Le respecter implique un effort, significatif et mondial, de réduction des émissions en équivalent CO₂ d'ici à 2050 par rapport à leur niveau observé en 2000 (IPCC, 2007).

Mais pour l'heure, les politiques climatiques sont insuffisantes. L'AIE estime ainsi que si l'on s'en tient aux mesures actuelles, on s'achemine vers un réchauffement climatique de l'ordre de 6°C (scénario *Current Policies*, WEO 2012).

L'actuelle concentration atmosphérique des GES couplée à leur inertie dans le système climatique suppose donc d'agir rapidement et de n'écarter aucun moyen technique pour tenter d'atteindre cet objectif de 2°C.

Pour y parvenir : un panel de solutions techniques à combiner

Quatre principales solutions techniques peuvent et doivent être conjuguées :

- Renforcement de l'efficacité énergétique,
- Développement des énergies bas carbone (nucléaire et ENR),
- *Fuel switch* (charbon vers gaz),
- Et utilisation des techniques Carbon Capture and Storage (CSC).

Ces techniques consistent à intercepter le CO₂ contenu dans les fumées (de centrales électriques, cimenteries, hauts-fourneaux...) avant qu'il ne pénètre dans l'atmosphère, pour le transporter puis le stocker dans le sous-sol.

Les scénarii avec un objectif climatique ambitieux font appel aux CSC

Dans sa Roadmap 2050, la Commission Européenne étudie 4 scénarii permettant de réduire de 80% les émissions de GES à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 1990. Parmi ces 4 scénarii figurent un scénario 100% ENR, et 3 autres scénarii avec un mix électrique fossile où le CSC contribue aux réductions d'émissions de GES à hauteur de 10%, 20% ou 30%.

Dans son Energy Technology Perspectives 2012 (ETP 2012), l'AIE a élaboré un scénario correspondant à un réchauffement climatique de 2°C (scénario 2 DS). Le CSC joue un rôle incontournable dans la réduction des émissions de CO₂ puisqu'il y contribue à près d'un quart, soit un cinquième des 123 Gt de CO₂ évitées entre 2015 et 2050 (Cf. Figure 1). Les réductions d'émissions de CO₂ engendrées par les dispositifs CSC viennent à parts égales du secteur électrique et du secteur industriel (sidérurgie, cimenterie...).

Figure 1.9

Contributions to emissions reductions in the 2DS

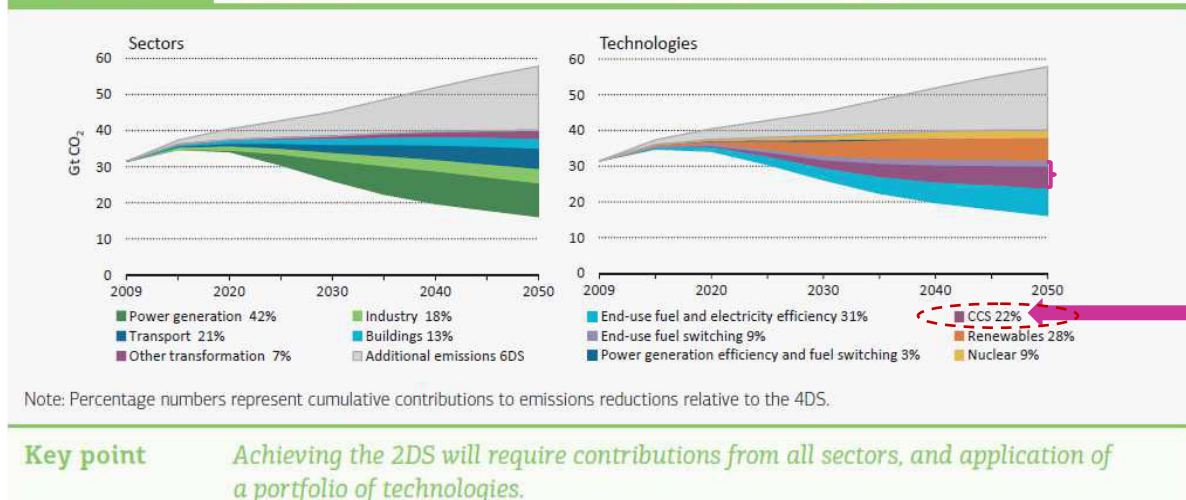


Figure 1 AIE (2012), Energy Technology Perspectives 2012

Les scenarii avec objectifs ambitieux de réduction des émissions de GES utilisent le CSC comme technique de mitigation du changement climatique. Mais qu'en est-il de sa maturité et de ses coûts ?

UN BREF ETAT DE L'ART DES TECHNIQUES CSC

1. Maturité des techniques CSC

Comme leur nom l'indique, les techniques CSC englobent 3 maillons : le captage du CO₂, son transport puis son stockage.

Même si le captage est déjà utilisé dans certains secteurs industriels (voir ci-après) et si l'expérience américaine de la récupération assistée de pétrole peut fournir des informations relatives au transport et au stockage, 3 incertitudes technico-économiques restent à lever : (1) affiner les données de CAPEX et OPEX (coûts et aléas) pour chacun des maillons via des démonstrateurs de taille industrielle (large scale integrated projects ou LSIPs), (2) la sécurité et la fiabilité des aquifères salins pour le stockage géologique du CO₂ doit être démontrée, (3) tout comme la disponibilité de sites de stockage technologiquement et économiquement accessibles.

Le captage du dioxyde de carbone (CO₂) n'est pas nouveau. Cette technique industrielle est en effet couramment utilisée, bien qu'à une moindre échelle, par le secteur de l'industrie agroalimentaire, de la fabrication d'engrais, ou encore par le secteur de l'énergie – les industries pétrolière (EOR) et gazière (ECBM) mobilisent plusieurs techniques de la chaîne CSC : séparation au solvant du CO₂ contenu dans les flux gazeux, transport par gazoduc puis stockage dans des aquifères salins.

En revanche, le captage de CO₂ est une technique émergente, très peu (voire pas du tout) développée par les centrales produisant de l'électricité à partir de combustibles fossiles, ou encore les cimenteries/aciéries. Aujourd'hui, on recense 72 projets CSC intégrés (captage, transport, stockage) de taille industrielle dans le monde, et seuls 8 installations CSC de taille industrielle sont en fonctionnement (Global CSC Institute (GCSCI), 2013). C'est très peu au regard des 7 000 sites sur lesquels le GIEC estime qu'un dispositif CSC pourrait être installé.

Outre le fait que le CSC représente un investissement très capitalistique, le faible développement du captage du CO₂ dans ces secteurs s'explique aussi par le fait que leurs fumées ont souvent une faible teneur en CO₂. Dans le panache des fumées, se trouvent d'autres gaz comme l'oxygène, la vapeur d'eau ou l'azote. Selon l'industrie concernée, la teneur en CO₂ peut aller de quelques pour cent à 20 % des émissions ; elle est par exemple de 10 à 12% pour les centrales électriques au charbon et de 3 à 5% pour les centrales électriques au gaz. Il est donc indispensable de compresser puis de stocker directement les fumées issues de la combustion. Afin de réduire leurs émissions de CO₂, les producteurs d'électricité ou cimenteries/aciéries doivent donc concevoir des méthodes permettant de capter exclusivement le CO₂.

A l'heure actuelle, il existe un grand nombre de procédés industriels de captage sur le marché, chacun ayant un domaine d'application spécifique en fonction de la nature des fumées à traiter (composition, température, pression). La plupart relève de l'une de ces trois catégories :

- **Le captage précombustion**

L'idée sous-jacente est de décarboner le combustible fossile **avant** sa combustion. On ne récupère pas le CO₂ dans les fumées des cheminées d'usine mais on traite le problème à la source.

Ce procédé de captage est le plus complexe car il faut gazéifier le charbon en hydrogène et en monoxyde de carbone comme suit :

- Oxydation partielle en présence d'oxygène (gazéification du charbon, de coke pétrolier) ou vaporeformage de gaz naturel en présence d'eau. En entrée d'installation, le combustible est ainsi transformé en un gaz de synthèse, mélange de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H₂). L'avantage de l'hydrogène est que sa combustion ne produit pas de CO₂ mais de l'eau.

- Traitement à l'eau de ce gaz de synthèse : le monoxyde de carbone (CO) contenu dans le gaz de synthèse réagit avec l'eau et est transformé en CO₂ et hydrogène (H₂) (étape de shift conversion).
- Le CO₂ est ensuite séparé de l'hydrogène par un procédé relativement proche du captage postcombustion. L'hydrogène peut être utilisé en tant que tel (par exemple dans une raffinerie pour la conversion profonde des bruts lourds), soit en tant que combustible dans un cycle combiné pour la production d'électricité et/ou de chaleur (sans émissions de CO₂), soit encore comme apport à la production de fluides de synthèse.
- **Le captage par oxycombustion**
 Dans un schéma classique de combustion, on utilise de l'air, ce qui génère un volume important de fumées où le CO₂ est dilué. Son extraction est alors coûteuse.
 Avec l'oxycombustion, on accroît la teneur en CO₂ des fumées en brûlant le combustible fossile à l'oxygène pur. Les fumées obtenues sont plus concentrées en dioxyde de carbone (90 %), ce qui permet de le séparer, sous pression et avec condensation de l'eau, à moindre coût.
 C'est le mode de captage le plus prometteur car des innovations techniques sont attendues dans la production d'oxygène (boucle chimique moins énergivore).
- **Le captage postcombustion**
 Le captage postcombustion consiste à extraire le CO₂ dilué dans les fumées de combustion grâce à un solvant chimique qui réagit sélectivement à son contact. Le dioxyde de carbone est ensuite séparé du solvant à l'aide d'un processus de régénération thermique.
 Positionné en **aval** du procédé, le captage postcombustion peut s'appliquer au traitement de fumées d'industries diverses : centrales thermiques, cimenteries, sidérurgies... Il s'intègre aux installations existantes sans engendrer d'importantes modifications, à la différence de l'oxycombustion (modification des chaudières), dès lors que l'espace requis pour le captage du CO₂ est suffisant.
 Le procédé le plus couramment utilisé est l'absorption chimique dans un solvant, en général des amines. Mais il existe d'autres procédés : la cryogénie, le cycle calcium (calcium looping), l'adsorption.
 C'est le procédé de captage le plus mature.

Aucun de ces procédés de captage n'est utilisé à l'échelle industrielle dans les secteurs électrique/aciérie/cimenterie.

2. Une incertitude sur les coûts du CSC

Comme le captage du CO₂ dans la production d'électricité/de ciment/d'acier est une technique émergente, les informations sur les coûts proviennent uniquement d'études de faisabilité et de pilotes/démonstrateurs (First of a Kind). Pour rappel, il existe seulement 8 démonstrateurs CSC de taille industrielle dans le monde (GCSCI, 2013).

C'est à partir de ces études de faisabilité et des données issues des pilotes/démonstrateurs que sont calculés et déduits les coûts de dispositifs CSC matures, ces derniers tenant compte de divers effets d'échelle et d'apprentissage.

Il existe donc une incertitude non négligeable sur les coûts des techniques CSC et cette incertitude subsiste en raison du contexte macroéconomique de crise financière mondiale. Ce dernier se traduit, en effet, par une frilosité accrue des investisseurs et une réduction des aides/subventions, régionales et nationales, dédiées aux projets CSC (Cf. NER300) qui ne permettent plus de financer les pilotes et démonstrateurs nécessaires à l'apprentissage et à la baisse des coûts.

Enfin, cette incertitude est exacerbée par l'hétérogénéité des études portant sur les coûts du CSC. Chaque étude technico-économique sur le CSC utilise effectivement ses propres hypothèses économiques (taux d'actualisation, durée de vie des centrales, temps de construction...) et ses propres

méthodologies de calcul (facteur d'émission, coût d'investissement, coût de production de l'électricité...). Cette hétérogénéité engendre *de facto* des écarts de coût de production et de coût marginal d'abattement entre études et renforce l'incertitude sur les coûts réels des techniques CSC.

3. Prix du CO₂, seuil de rentabilité et choix technologique

Pour un investisseur cherchant à minimiser ses coûts, l'attrait dans les techniques CSC s'accroît avec le prix de la tonne de CO₂.

Un prix du CO₂ suffisamment élevé peut en effet inciter un investisseur à réorienter son investissement vers des centrales/usines dotées de dispositifs CSC (peu concernées par la contrainte carbone en raison de leurs faibles émissions).

D'où l'intérêt d'évaluer le prix du CO₂ à partir duquel une centrale/usine avec dispositif CSC devient rentable par rapport à la même centrale/usine sans CSC.

4. Pourquoi cette étude se concentre sur le secteur de l'électricité

Dans le scénario 2°C (2 DS) de l'AIE (ETP 2012), 50% des réductions d'émissions engendrées par le CSC vient de dispositifs CSC appliqués à des centrales électriques.

Or la production d'électricité à partir de grosses installations industrielles représente 40% de la totalité des émissions de CO₂ anthropiques émises chaque année dans le monde (source : IFPEN 2013).

Les CSC appliquées au secteur électrique constituent donc un enjeu important dans la réduction des émissions de GES.

C'est pourquoi on s'intéresse ici au secteur électrique. Les autres secteurs industriels (aciérie, cimenterie, raffineries) feront l'objet d'études ultérieures.

PANORAMA DES COÛTS DES CENTRALES ELECTRIQUES CSC

1. Méthodologie

1.1. Deux indicateurs clés pour évaluer le surcoût du CSC : LCoE et prix CO₂ de switch

Les techniques CSC sont capitalistiques et entraînent un double surcoût :

- A l'investissement (coût fixe),
- Et à l'exploitation (coûts variables) en raison :
 - De pénalités de rendement (8 à 10 points pour les centrales électriques) ce qui accroît la consommation en combustibles fossiles.
 - De coûts d'exploitation et maintenance plus élevés.

Les surcoûts induits par les dispositifs CSC sont appréhendés par deux indicateurs :

- Le **Levelized Cost of Electricity** (LCoE) aussi appelé coût complet ou Coût de Revient Economique (CRE).

Le LCoE est le prix minimal de vente de l'électricité pour que le projet soit rentable. Le LCoE est exprimé en €/MWh (ou \$/MWh) et se décompose comme la somme actualisée de l'annuité constante d'investissement, des coûts d'exploitation et maintenance, du coût du combustible, du coût du CO₂, et du coût de transport et de stockage du CO₂ capté.

- **Le prix CO₂ de switch**

Lorsque le prix de la tonne de CO₂ est non nul, les centrales gaz et charbon sont pénalisées par leurs émissions de CO₂ à la différence des centrales munies d'un dispositif de captage.

Il existe donc un prix de la tonne de CO₂ qui égalise le LCoE d'une centrale sans CSC avec celui d'une centrale avec CSC. Autrement dit, il existe un prix du CO₂ à partir duquel une centrale avec CSC devient rentable par rapport à la même centrale sans CSC. C'est ce qu'illustre la figure ci-après.

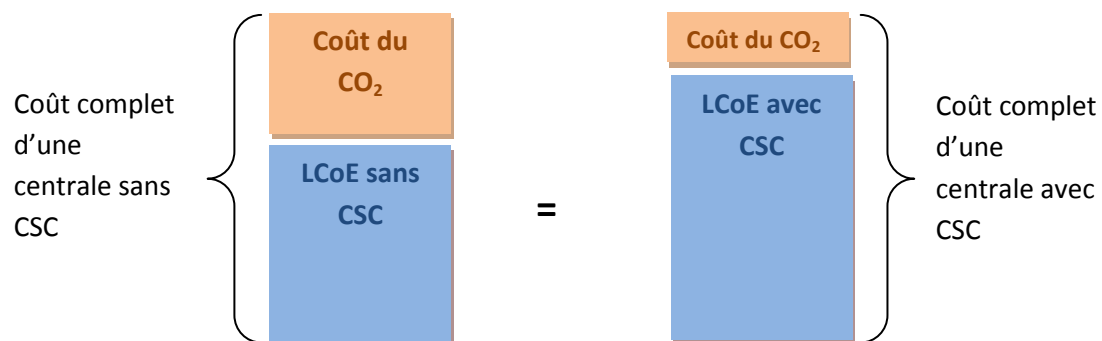


Figure 2 : Notion de prix de switch du CO₂

Remarques :

- Le prix de switch s'accroît avec le différentiel de LCoE entre les centrales avec CSC et les centrales sans CSC.
- Il subsiste une bande orange pour les centrales munies d'un dispositif CSC. En effet, on capte en moyenne 90% et non 100% du CO₂ émis.

1.2. Comment dresser un panorama objectif du coût des techniques CSC à partir d'études publiques hétérogènes ?

1.2.1. Sélection des études sur données publiques et périmètre considéré

Les études sur données publiques qui ont été choisies sont les suivantes :

- AIE, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2010.
- Global CSC Institute, *The Global status of CSC: 2011*, 2011.
- Global CSC Institute, *The Global status of CSC: 2013 update*, 2013.
- ZEP, *The Costs of CO₂ Capture, Post-demonstration CSC in the EU*, 2011.
- ZEP, *The Costs of CO₂ Transport, Post-demonstration CSC in the EU*, 2011.
- ZEP, *The Costs of CO₂ Storage, Post-demonstration CSC in the EU*, 2011.
- NETL, *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants – Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity*, 2010.
- NETL, *DOE/NETL Carbon dioxide capture and storage RD&D roadmap*, 2010.
- WorleyParsons, *Economic assessment of carbon capture and storage techniques: 2011 update*, 2011.
- WorleyParsons, Schlumberger, Baker & McKenzie and EPRI, *Strategic analysis of the global status of CSC*, 2009.

Ces études ont été sélectionnées car elles font référence dans le « milieu CSC » et comptent parmi les plus récentes. Effectivement, les dernières études publiées (2009 à 2011) ont été amenées à revoir le coût du CSC fortement à la hausse. Le Global CSC Institute (2011) écrit ainsi “The levelised cost estimates in the studies [NETL, WorleyParsons, AIE, ZEP] are consistently higher than those estimated three or more years ago. Due to changing methodologies and the inclusion of previously omitted items, costs are now suggested to be 15 to 30 per cent higher than earlier estimates” (p66).

Le *scope* couvert par ces études est celui de **centrales gaz et charbon de taille industrielle** (plus de 350 MW), avec un taux de captage supérieur ou égal à 85%. Les coûts présentés correspondent aux coûts de centrales :

- **Nouvellement construites,**
- Dotées d'un **dispositif CSC mature** (et non à des projets pilotes/démonstrateurs).

On notera que les études projettent leurs coûts à l'horizon 2015. Or, étant donné le contexte actuel de développement du CSC, notamment l'absence de développement de plusieurs projets CSC (Cf. par exemple le NER300 qui ne finance aucun projet CSC suite au désistement d'Arcelor-Mittal du projet Ulcos), on peut considérer que ces coûts 2015 correspondent davantage aux coûts à l'horizon 2030.

Les coûts de la présente étude ne représentent pas les coûts de projets CSC particuliers, mais visent à donner une tendance globale.

1.2.2. Deux limites sur l'indépendance des études sur données publiques

Au cours de l'analyse, sont apparues deux limites quant à l'indépendance des études sur données publiques :

- Vis-à-vis du contexte énergétique national,
- Les unes vis-à-vis des autres.

1.2.2.1. Des études influencées par le contexte énergétique de leur pays ?

Lorsqu'on compare les LCoE des centrales charbon (avec et sans CSC) et des centrales gaz (avec et sans CSC), on obtient des valeurs hétérogènes d'une étude à l'autre mais deux tendances se dessinent.

Les études américaines, WorleyParsons et DoE, tendent à renchérir le coût des centrales charbon (avec et sans CSC) et à diminuer le coût des centrales gaz (avec et sans CSC) relativement aux autres études, tandis que la ZEP, étude européenne, fait la part belle aux centrales charbon. C'est ce que montre le tableau ci-après

	ZEP	AIE	DoE-NETL	WorleyParsons
Overnight cost centrale gaz [€₂₀₁₁/kW]	615	654	508	5 87
Overnight cost centrale charbon [€₂₀₁₁/kW]	1 283	1 600	1 429	1 584
<i>Facteur d'écart entre les 2 overnight costs</i>	2.1	2.4	2.8	2.7
O&M charbon [€₂₀₁₁/MWh]	7	5	11	8
O&M gaz [€₂₀₁₁/MWh]	6	4	4	3
LCOE centrale gaz [€₂₀₁₁/MWh]	72	70	68	68
LCOE centrale charbon [€₂₀₁₁/MWh]	56	59	62	62
Ecart en % des LCOE gaz et charbon	29%	19%	10%	10%

Tableau 1 : Valeurs d'overnight cost des centrales charbon et gaz sans CSC pour chaque étude considérée

On constate que d'une manière générale, le DoE-NETL et WorleyParsons donnent des valeurs voisines (gras).

Toutes deux tendent à minimiser le coût des centrales gaz (Cf. Tableau 1 : elles donnent les *overnight cost* gaz, et les O&M gaz les plus faibles) par rapport aux deux autres études. A l'inverse, elles tendent à renchérir celui des centrales charbon (O&M les plus élevés).

De ce fait, pour les deux études américaines, l'écart entre les LCOE charbon et gaz est faible : 10% contre respectivement 29% et 19% pour la ZEP et l'AIE.

On pourrait donc s'interroger sur l'existence d'un biais ; les deux études américaines sont-elles influencées par le contexte américain du *dash for gas* lié à l'exploitation des gaz de schiste ? Elles tendent à faire la part belle aux centrales gaz au détriment des centrales charbon tandis que l'étude européenne de la ZEP fait, elle, la part belle au charbon. La question mérite, en tous les cas, d'être posée.

A l'étude de ses scénarii de déploiement du CSC, certains estiment que l'AIE est très optimiste, mais au regard des autres études, elle semble adopter une position plutôt médiane.

1.2.2.2. Quelle indépendance des données publiques utilisées ?

Un double constat pousse à s'interroger sur le degré d'indépendance des études les unes vis-à-vis des autres :

- L'absence de transparence sur l'origine des données de la ZEP (confidentialité des sources en l'échange d'informations) et de WorleyParsons, commanditée par le Global CSC Institute.
- La relative homogénéité des données (notamment centrales charbon avec captage par oxycombustion) après normalisation de certaines hypothèses économiques (Cf. ci-après).

Est-ce parce que les études se réfèrent les unes aux autres et reprennent finalement les mêmes informations que l'on obtient des coûts relativement similaires ?

L'analyse croisée des bibliographies des études révèle que la plupart se réfère les unes aux autres.

Est cité	Cite	EPRI	GCSCI	AIE	Worley Parsons	DoE- NETL	ZEP	IPCC	Rubin	AIE – GHG
EPRI		X	X		X	X	X			
GCSCI			X				X			
AIE			X	X	X		X			
WorleyParsons			X		X		X			
DoE – NETL		X	X	X	X	X				
ZEP			X				X			
Alstom										
IPCC			X	X						
Rubin			X		X	X	X			
AIE – GHG			X	X		X				

Tableau 2: Analyse croisée des bibliographies des études considérées

L'AIE se réfère à des données issues des Etats membres, à ses propres estimations et aux données du DoE-NETL.

Les informations de coûts que fournit WorleyParsons sont liées à son expérience dans le design, la construction et l'exploitation de grands équipements et viennent pour partie de Schlumberger, l'un des leaders dans le domaine des coûts CSC.

Dans l'étude du DoE-NETL, le design des centrales a fait l'objet d'une modélisation via un programme, ASPEN Plus® (Aspen), faisant appel à des données de performance et de limites techniques provenant de rapports publics, de vendeurs/utilisateurs de la technique, de projets pilotes/démonstrateurs. Les CAPEX et OPEX ont été estimés par WorleyParsons, sur la base de résultats de simulation, d'estimations de fournisseurs, et de retour d'expérience sur des projets déjà construits (effets d'échelle). Dans le cas des centrales avec procédé de captage, les coûts d'O&M, de transport et de stockage du carbone ont aussi été estimés à partir de cas de référence et d'estimations d'effets d'échelle. Les résultats initiaux de l'étude ont ensuite été soumis à l'analyse critique d'experts industriels, d'académiques, de chercheurs et d'agences régulatrices. Les données, techniques et économiques, ont ensuite fait l'objet d'éventuelles révisions en fonction des différents retours.

L'étude de la ZEP affirme utiliser des données issues des démonstrateurs et pilotes CSC en fonctionnement ainsi que celles issues de leurs états membres (ZEP). Si la ZEP cite la presque totalité de ces études, c'est uniquement parce qu'elle compare ses résultats, et non parce qu'elle reprend certaines données technico-économiques.

Quant au Global CSC Institute, il compile les données de l'ensemble de ces études en recalculant certains coûts, notamment celui de la tonne de CO₂ évitée, mais ne « crée » pas de données en tant que tel.

Il est donc difficile de se prononcer sur l'indépendance totale de ces études.

1.2.3. Des études hétérogènes nécessitant la normalisation de plusieurs paramètres technico-économiques et méthodologies de calcul pour une comparaison objective

Comme évoqué précédemment, chaque étude technico-économique sur le CSC utilise :

- sa propre méthodologie pour estimer notamment le coût du capital, le LCoE et le coût du CO₂ évité.
- ses propres hypothèses économiques de cadrage telles que le taux d'actualisation, la durée de vie du projet...

Cette hétérogénéité rend la comparaison des coûts issus de ces différentes études à la fois complexe et hasardeuse.

En effet, comme l'a notamment montré l'AIE (Figure 3), le LCoE est sensible au taux d'actualisation, au prix du combustible, à la durée de vie du projet...

Figure 6. Impact of a $\pm 50\%$ variation in key assumptions on LCOE

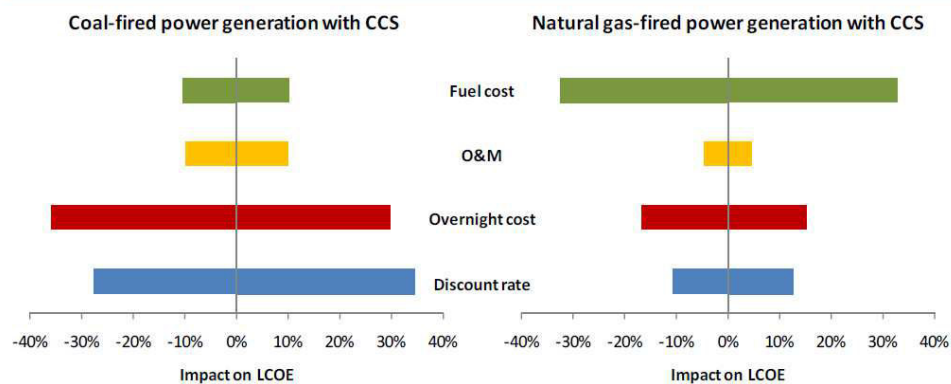


Figure 3: Analyse de sensibilité du LCoE des centrales CSC en fonction de plusieurs paramètres (AIE, 2011)

Pour pallier ce problème et avoir des LCoE et des prix CO₂ de switch comparables, on retient des études sur données publiques uniquement le :

- coût d'investissement,
- coût d'exploitation et maintenance,
- coût du transport et du stockage du CO₂ (Cf. Tableau 3).

On normalise ensuite divers paramètres technico-économiques (Cf. Tableau 4 ci-après) et méthodologies de calcul (Cf. Tableau 5).

Paramètres technico-économiques inchangés	Unité	Fourchette de valeur [min ; max]
Overnight cost	€ ₂₀₁₁ /kW	
Centrale charbon supercritique		[1283 ; 1584] [ZEP ; WorleyParsons]
Centrale charbon IGCC		[1660-1923 ; 2161] [DoE ; WorleyParsons]
Centrale charbon avec CSC		
Postcombustion		[2145 ; 2858] [ZEP ; WorleyParsons]
Précombustion		[2436 ; 2817] [AIE ; ZEP]
Oxycombustion		[2618 ; 3045] [AIE ; ZEP]
Centrale gaz sans CSC		[507 ; 654] [DoE ; AIE]
Centrale gaz avec CSC		[1064 ; 1430] [DoE ; ZEP]
Coûts d'exploitation et maintenance	€ ₂₀₁₁ /MWh	
Centrale charbon supercritique		[5 ; 12] [ZEP ; DoE]
Centrale charbon IGCC		[15 ; 23] [WorleyParsons ; DoE]
Centrale charbon avec CSC		[11 ; 19] [AIE ; DoE]
Centrale gaz sans CSC		[3 ; 6] [WorleyParsons ; ZEP]
Centrale gaz avec CSC		[5 ; 13] [WorleyParsons ; ZEP]
Coût du transport et du stockage du carbone	€ ₂₀₁₁ /MWh	[5 ; 10] [DoE ; AIE]
Facteur d'émission	tCO ₂ /MWh	
Centrale charbon sans CSC		[0.75 ; 0.8]
Centrale gaz sans CSC		[0.33 ; 0.37]
Puissance	MW	[400 ; 800]

Tableau 3: Paramètres technico-économiques inchangés

Paramètres technico-économiques homogénéisés	Unité	Valeur
Monnaie de référence	€ ₂₀₁₁	
Taux de change € ₂₀₁₁ /\$/ ₂₀₁₁		1.25
Facteur de charge	%	85 [7 446 heures/an] = BASE
Taux de captage	%	90
Rendement		
Centrales charbon (PCI)	%	45% (2015), 49% (2030)
Centrales charbon avec CSC	%	36% (2015), 40% (2030) [pénalité de 9 pts]
Centrales gaz	%	60% (2015), 63% (2030)
Centrales gaz avec CSC	%	52% (2015), 55% (2030) [pénalité de 8 pts]
Temps de construction		
Centrale charbon	ans	4
Centrale charbon avec CSC	ans	5
Centrale gaz	ans	2
Centrale gaz avec CSC	ans	3
Durée de vie du projet		
Centrale charbon	ans	40
Centrale gaz	ans	25
Prix du combustible		
Charbon noir Illinois n°6	\$ ₂₀₁₁ /GJ	2015 : 4.34 (108.5 \$/t) 2030 : 4.56 (114 \$/t)
Gaz naturel	\$ ₂₀₁₁ /GJ	2015 : 11.61 (11 \$/MMBtu) 2030 : 12.87 (12.2 \$/MMBtu)
Prix du CO ₂	€/t	0
Owner's cost	% de l'overnight cost	15
Taux d'actualisation [réel et après impôt]	%	8

Tableau 4 : Paramètres technico-économiques homogénéisés

Les valeurs des paramètres sont choisies en comparant les différentes études et les scénarii qu'elles proposent (Cf. Annexe 3).

Méthodologies de calcul harmonisées
Facteur d'émission
Annuité constante d'investissement
Coût du combustible
Coût du CO ₂
LCoE
Prix CO ₂ de switch

Tableau 5 : Méthodologies de calcul harmonisées

Les formules de calcul sont détaillées en Annexe 2.

Ce travail de normalisation permet de calculer et comparer plus rigoureusement les valeurs de LCoE et de prix CO₂ de switch entre les études considérées.

Après normalisation, **les coûts analysés présentent ainsi une moindre hétérogénéité** (Cf. Annexe 3, Tableau 20).

Entre études, on pouvait en effet observer des écarts de LCoE :

- de 75% pour le même type de centrale gaz avec captage postcombustion,
- de 30 à 75% pour le même type de centrale charbon CSC (Cf. Figure 4).

Après normalisation, on observe des écarts de LCoE :

- de 15% pour le même type de centrale gaz avec captage postcombustion,
- de 12 à 25% pour le même type de centrale charbon CSC (Cf. Figure 4).

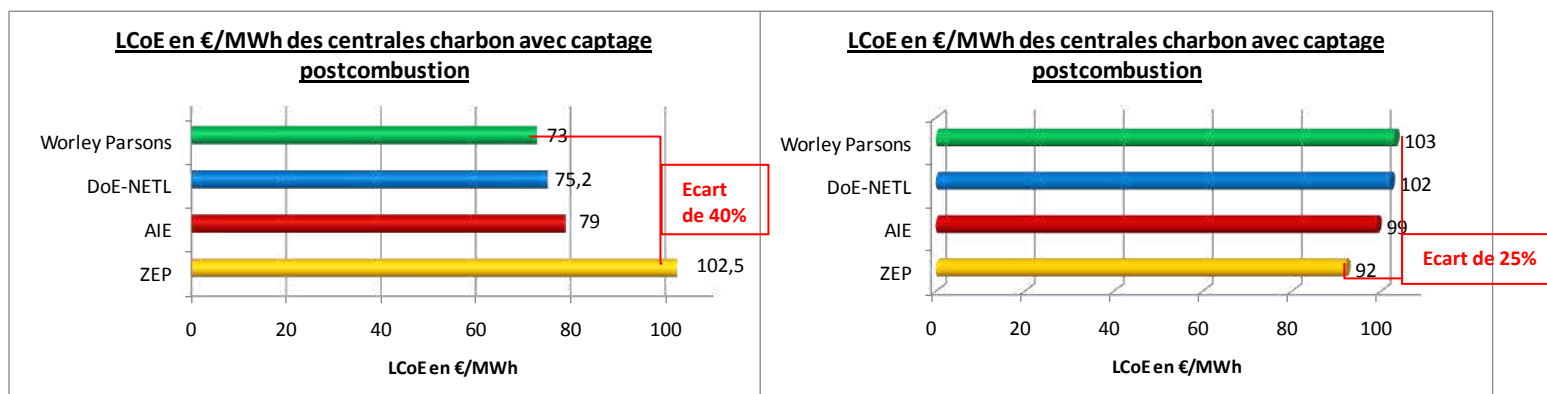


Figure 4: LCoE des centrales charbon avec captage postcombustion avant et après homogénéisation des paramètres technico-économiques et méthodologies de calcul

Cette homogénéisation des coûts est en accord avec les propos du GCSCI (2011) *“The different cost estimates observed in the various studies arise due to differences in assumptions regarding technology performance, cost of inputs or the methodology used to convert the inputs into levelised costs. Many of these differences disappear when the assumptions are normalized and a common methodology is applied.”*

Les écarts résiduels entre LCoE d'une même technique de centrale sont principalement liés aux différences de coûts d'exploitation et maintenance (O&M) – facteur 2 à 3 suivant l'étude –. Les écarts de LCoE se réduisent par exemple de 70% lorsque l'on adopte les hypothèses de coût d'O&M de l'AIE pour l'ensemble des études considérées.

2. Les centrales charbon

2.1. Aucune technique de captage ne présente d'avantage coût clair

Pour les centrales électriques fonctionnant avec du charbon, le CO₂ émis peut être capté grâce à l'un des trois procédés précédemment évoqués : captage précombustion, oxycombustion ou postcombustion. Ce n'est pas le cas des centrales électriques fonctionnant au gaz pour lesquelles seul le captage postcombustion est développé, le captage oxycombustion étant à l'étude.

Aucune technique de captage du CO₂ émis par une centrale charbon ne présente d'avantage coût clair :

- Pour la ZEP ce sont les techniques de captage postcombustion (92 €/MWh), puis de précombustion (94 €/MWh), et enfin d'oxycombustion (106 €/MWh) qui offrent le plus petit LCoE. Ce classement technologique est relativement tranché puisqu'on relève un écart de 15% entre le plus petit et le plus grand LCoE.
- Pour l'AIE, ce sont les techniques de précombustion qui présentent le plus petit LCoE (98 €/MWh), suivies par les techniques de postcombustion (99 €/MWh), et enfin les techniques de captage par oxycombustion (101 €/MWh). Les LCoE de l'AIE présentent un écart faible : 3% entre le LCoE le plus faible et le plus élevé.
- Pour WorleyParsons, c'est le captage par oxycombustion qui est associé au plus petit LCoE (97 €/MWh), devant les techniques de captage postcombustion (103 €/MWh) et de précombustion (104 €/MWh). Là encore, l'écart entre le LCoE minimum et maximum est faible puisqu'il s'élève à 7%.
- Pour le DoE-NETL, qui n'étudie pas le captage oxycombustion, l'incertitude tend à se renforcer car suivant le cas étudié – données de ConocoPhillips ou de Shell –, le LCoE passe respectivement de 104 €/MWh à 110 €/MWh, et le LCoE de la technique postcombustion est de 102 €/MWh. Soit un faible écart ne permettant pas de discriminer entre ces deux techniques de captage.

Ce constat de l'absence d'un classement unanime des techniques de captage du CO₂ émis par des centrales charbon est également partagé par le GCSCI (2011, p66) : *"Given the uncertainties, at this stage, it is difficult to identify any single technology with a clear cost advantage"*.

Bien que son avantage coût ne soit pas évident, le captage postcombustion sera probablement le premier à être développé à l'échelle commerciale. En effet, c'est le procédé de captage le plus mature. Le captage précombustion s'adapte à des centrales IGCC, encore peu développées, et le captage par oxycombustion repose sur la production d'oxygène aujourd'hui très énergivore ; la technique de boucle chimique (*chemical looping*) permettrait de pallier ce problème mais elle doit encore faire l'objet de recherche et développement.

2.2. Surcoût engendré par un dispositif CSC

L'adjonction d'un dispositif CSC renchérit à la fois les coûts fixes (coût d'investissement) et les coûts variables.

- Coûts fixes :
 - Renchérissement moyen du coût d'investissement (*overnight cost*) de 70%.
- Coûts variables :
 - Pénalités de rendement de 9 points ce qui représente une augmentation du poste « coût du combustible » de 25%,

- Accroissement moyen des coûts d'exploitation et maintenance de 80%.

En raison de ces surcoûts, les centrales charbon avec CSC ont, en moyenne, un LCoE supérieur de 60% par rapport aux centrales charbon de référence.

L'adjonction d'un dispositif CSC modifie la décomposition du LCoE des centrales charbon comme suit :

- La part de l'investissement et du coût du combustible dans le LCoE diminue d'environ 15%.
- La part des OPEX s'accroît de 30%.
- Une nouvelle composante de coût, le transport et le stockage géologique du CO₂ capté apparaît et représente 6% du LCoE.

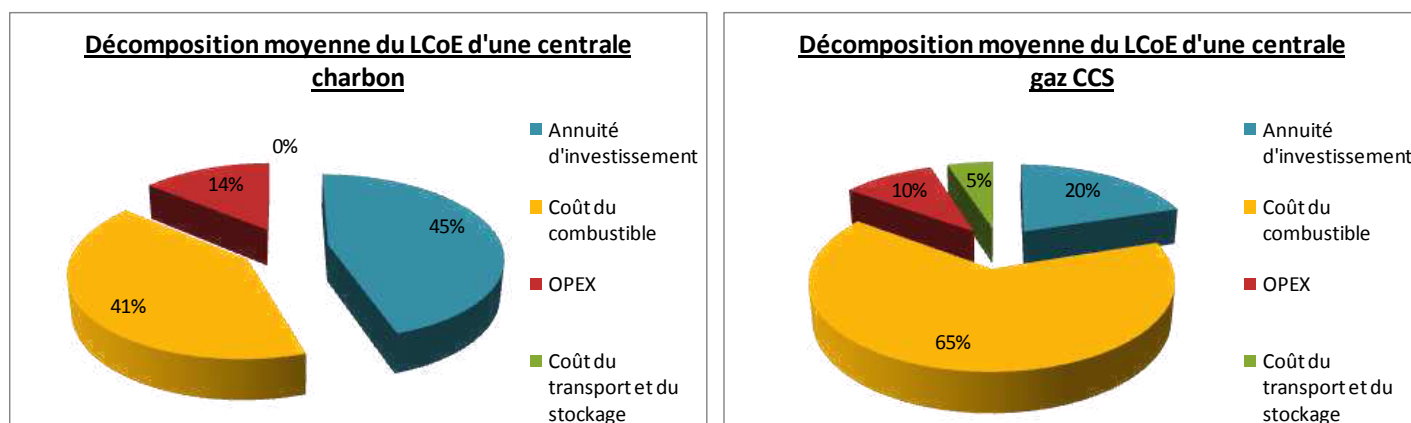


Figure 5 : Décomposition du LCoE des centrales charbon avec et sans CSC

On notera que bien que modifiée par l'adjonction d'un dispositif CSC, la décomposition du LCoE des centrales charbon avec et sans CSC reste proche ; la part cumulée de l'annuité d'investissement et du coût du combustible dépasse 80%.

2.3. Prix du CO₂ et seuil de rentabilité d'une centrale charbon CSC

Le surcoût de l'installation d'un dispositif de captage, de transport puis de stockage pour une centrale charbon est compensé par un prix du CO₂ de :

- 50-60 €/tCO₂ avec les hypothèses de prix de combustibles WEO 2009 : charbon noir (*hard coal*) : 90 \$/t (OCDE).

C'est cette valeur que l'on retrouve dans la littérature spécialisée ; à partir de 50-60 €/tCO₂, les centrales charbon CSC deviennent compétitives par rapport aux mêmes centrales sans CSC.

- 60-70 €/tCO₂ avec les hypothèses de prix de combustibles WEO 2012 : charbon noir (*hard coal*) : 108,5 \$/t (Europe, 2015) soit une augmentation du prix de la tonne de charbon noir de 21% par rapport à 2009.

•

2.4. Etudes de sensibilité sur le prix CO₂ à partir duquel une centrale charbon CSC est rentable

D'après 2.3., il semblerait que le prix CO₂ de switch soit lié au prix du combustible (*hard coal*). On mène donc une étude de sensibilité du prix CO₂ de switch au prix du combustible.

On réalise également une étude de sensibilité de ce prix CO₂ de switch au surcoût du CSC ; coût fixe, coût variable (pénalité de rendement), les deux.

Ces études de sensibilité sont réalisées sur les données issues de l'AIE, cette étude apparaissant comme médiane par rapport aux autres (Cf. 1.2.2.1.).

2.4.1. Sensibilité du prix CO₂ de switch au prix du combustible

On fait varier le prix du charbon noir de +/-20% par rapport au prix de référence donné par l'AIE soit 108.5 \$/t en 2015 (WEO 2012, scénario *New Policy*).

	Captage postcombustion	Captage précombustion	Captage oxycombustion	% de variation par rapport au sc. de réf.
Scenario de référence				
Prix de switch	60 €	64 €	59 €	-
LCoE	99 €	101 €	98 €	-
Prix du combustible accru de 20%				
Prix de switch	62 €	66 €	61 €	4%
LCoE	106 €	108 €	105 €	7%
Prix du combustible diminué de 20%				
Prix de switch	58 €	62 €	57€	-4%
LCoE	92 €	94 €	91 €	-7%

Tableau 6 : Sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE au prix du combustible

Une variation du prix du combustible de +/-20 % entraîne une variation du prix CO₂ de switch de +/-2 points soit une variation de +/-4%.

L'impact d'une variation de +/-20% du prix du combustible est plus important sur le LCoE qui varie de +/-7%.

Remarque : Ce différentiel de sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE tient à la décomposition du LCoE (voir ci-dessus).

2.4.2. Sensibilité du prix CO₂ de switch au surcoût du CSC

On étudie séparément l'impact d'une diminution des pénalités de rendement de 1 puis 3 points, et d'une diminution du coût d'investissement de 10% puis 20%, sur le prix du CO₂ à partir duquel les centrales charbon CSC deviennent rentables par rapport aux centrales charbon de référence.

On étudie ensuite un scénario bas : pénalité de rendement diminuée de 1 point et coût d'investissement réduit de 10%, et un scénario haut : pénalité de rendement diminuée de 3 points et coût d'investissement réduit de 20%.

Ces études de sensibilité, comme leur nom l'indique, visent à évaluer le degré de sensibilité du prix CO₂ de switch aux pénalités de rendement et au coût d'investissement. Elles permettent également de simuler les effets d'apprentissage et d'économies d'échelle attendus pour les centrales charbon CSC en 2030.

	Captage postcombustion	Captage précombustion	Captage oxycombustion	% de variation par rapport au sc. de réf.
Scenario de référence				
Prix de switch	60 €	64 €	59 €	-
LCoE	99 €	101 €	98 €	-
Pénalité de rendement de 8 points				
Prix de switch	58 €	62 €	57 €	-2.5%
LCoE	98 €	101 €	97 €	-1%
Pénalité de rendement de 6 points				
Prix de switch	55 €	59 €	54 €	-7.5%
LCoE	96 €	99 €	96 €	-2%

Tableau 7 : Sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE aux pénalités de rendement

En moyenne, un point de rendement supplémentaire réduit le prix CO₂ de switch de 2 points soit une variation de -2.5%.

L'impact d'une variation des pénalités de rendement sur le LCoE est moindre : un point de rendement supplémentaire entraîne une réduction du LCoE de 1%.

	Captage postcombustion	Captage précombustion	Captage oxycombustion	% de variation par rapport au sc. de réf.
Scenario de référence				
Prix de switch	60 €	64 €	59 €	-
LCoE	99 €	101 €	98 €	-
Coût d'investissement réduit de 10%				
Prix de switch	53 €	57 €	53 €	-10%
LCoE	95 €	97 €	94 €	-4%
Coût d'investissement réduit de 20%				
Prix de switch	47 €	51 €	47 €	-20%
LCoE	90 €	92 €	90 €	-9%

Tableau 8 : Sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE au coût d'investissement

Une réduction du coût d'investissement (CAPEX) de 10% entraîne une réduction du prix CO₂ de switch de 7 points soit une variation de -10%.

L'impact d'une variation du coût d'investissement de 10% sur le LCoE est moindre : -4%.

	Captage postcombustion	Captage précombustion	Captage oxycombustion	% de variation par rapport au sc. de réf.
Scenario de référence				
Prix de switch	60 €	64 €	59 €	-
LCoE	99 €	101 €	98 €	-
Scénario bas : coût d'investissement réduit de 10% et pénalité de rendement de 8 points (au lieu de 9)				
Prix de switch	52 €	55 €	51 €	-13%
LCoE	94 €	96 €	93 €	-5%
Scénario haut : coût d'investissement réduit de 20% et pénalité de rendement de 6 points				
Prix de switch	43 €	46 €	42 €	-28%
LCoE	88 €	90 €	87 €	-11%

Tableau 9 : Sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE au coût d'investissement et aux pénalités de rendement

Si l'on considère que ces deux scénarii éclairent l'évolution des prix CO₂ de switch et des LCoE à l'horizon 2030, on observe dans le cadre du scénario bas une réduction du prix CO₂ de switch de 8 points, et dans l'hypothèse d'un scénario plus favorable, une réduction de 17 points.

Autrement dit, en 2030, les centrales charbon CSC deviendraient compétitives pour un prix du CO₂ supérieur à 42 € (scénario le plus favorable) ou 51 € (scénario le plus défavorable), contre 59 € en 2015.

2.4.3. Conclusion sur les études de sensibilité

On observe que le prix du CO₂ à partir duquel les centrales charbon CSC deviennent rentables par rapport aux centrales charbon de référence est fortement sensible au coût d'investissement (qui représente 42 à 45% du LCoE) ; une variation du CAPEX 10% entraîne une variation de 10% du prix de switch. En revanche, ce dernier est moins sensible aux pénalités de rendement et au prix du combustible ; une variation de 10% entraîne respectivement une variation de 2.6% et 2% (Cf. Figure ci-dessous) du prix CO₂ de switch.

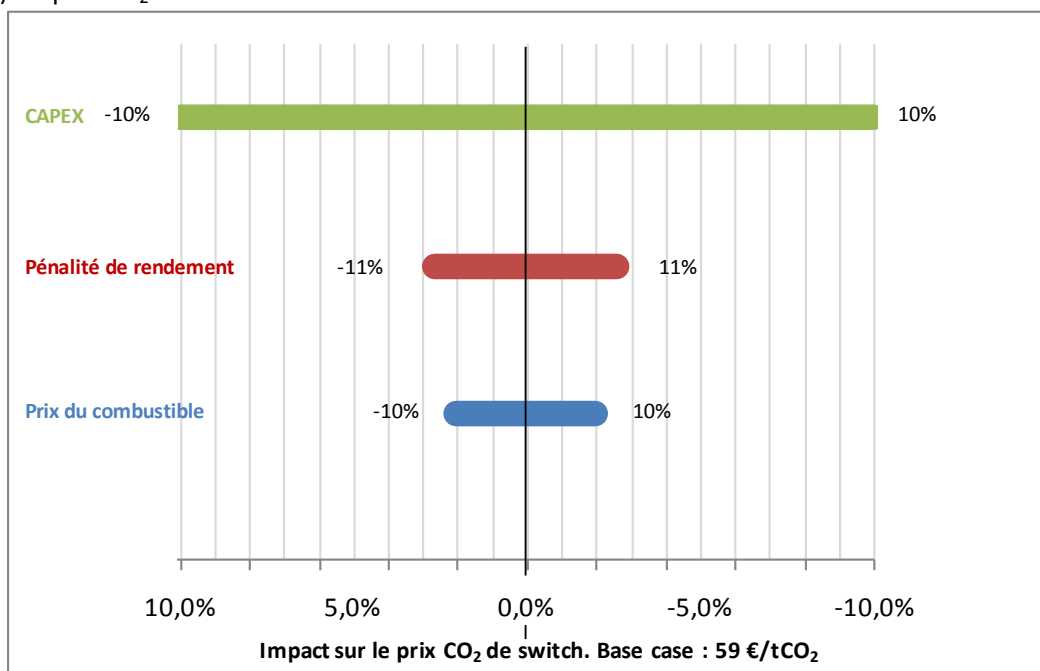


Figure 6 : Sensibilité sur le prix CO₂ de switch du cas de référence (centrale charbon précombustion)

3. Les centrales gaz

Comme précédemment évoqué, le captage postcombustion est le seul procédé de captage que l'on envisage de développer rapidement à l'échelle commerciale. Parmi l'ensemble des études analysées, l'AIE est la seule à étudier le captage oxycombustion sur des centrales gaz, mais à l'horizon 2020 contre 2015 pour le captage postcombustion.

3.1. Surcoût engendré par un dispositif CSC

L'adjonction d'un dispositif CSC renchérit à la fois les coûts fixes (coût d'investissement) et les coûts variables.

- Coûts fixes :
 - Renchérissement moyen du coût d'investissement (*overnight cost*) de 100%.
- Coûts variables :
 - Pénalités de rendement de 8 points ce qui représente une augmentation du poste « coût du combustible » de 15%,
 - Accroissement moyen des coûts d'exploitation et maintenance de 100%.

En raison de ces surcoûts, les centrales gaz avec CSC ont, en moyenne, un LCoE supérieur de 40% par rapport aux centrales gaz de référence.

L'adjonction d'un dispositif CSC modifie la décomposition du LCoE des centrales gaz comme suit :

- La part du coût du combustible dans le LCoE diminue d'environ 20%,
- Le poste investissement s'accroît de 5%,
- La part des OPEX s'accroît de 70%.
- Une nouvelle composante de coût, le transport et le stockage géologique du CO₂ capté, apparaît et représente 5% du LCoE.

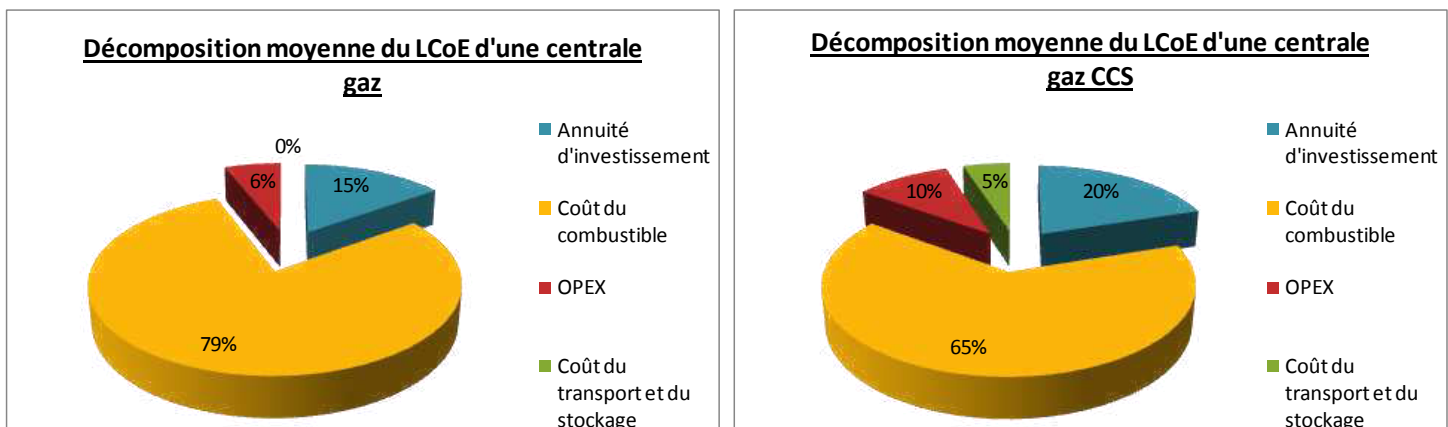


Figure 7: Décomposition du LCoE des centrales gaz avec et sans CSC

La comparaison des Figures 6 et 7 montre que la décomposition du LCoE est très différente entre les centrales gaz (avec/sans CSC) et les centrales charbon (avec/sans CSC).

- Pour les centrales charbon (avec et sans CSC) : c'est l'annuité d'investissement, suivi de près par le coût du combustible, qui prédomine dans le LCoE (poids cumulé supérieur à 80%).

- Pour les centrales gaz : le LCoE est surtout constitué par le coût du combustible (80% pour la centrale de référence, 65% pour la centrale CSC), l'annuité d'investissement représentant une part plutôt faible du LCoE (respectivement 15% et 20%).

3.2. Prix du CO₂ et seuil de rentabilité d'une centrale gaz CSC

Pour une centrale gaz, le surcoût de l'installation d'un dispositif de captage, de transport puis de stockage du CO₂ est compensé par un prix du CO₂ de :

- 90 € avec les hypothèses de prix de combustibles WEO 2009 ; gaz naturel (OCDE, Europe) : 10,3 \$/MMBtu.
C'est cette valeur que l'on retrouve dans la littérature spécialisée ; à partir de 90 €/tCO₂, les centrales gaz CSC deviennent compétitives par rapport aux mêmes centrales sans CSC.
- 100-110 € avec les hypothèses de prix de combustibles WEO 2012 ; gaz naturel (Europe, 2015) : 11 \$/MMBtu soit une augmentation du prix du gaz de 7% (contre 21% pour le charbon noir).

Les centrales gaz avec CSC ont un prix CO₂ de switch par rapport à leur centrale de référence plus élevé que les centrales charbon CSC. Cela tient à la conjonction de deux paramètres :

- un surcoût d'investissement supérieur pour les centrales gaz par rapport aux centrales charbon.
- un facteur d'émission deux fois moindre que celui des centrales charbon CSC (0.4 tCO₂/MWh contre 0.9 tCO₂/MWh).

Comme le surcoût du CSC gaz est plus élevé et que la pénalité carbone pèse moins sur les centrales gaz que sur les centrales charbon, le prix du CO₂ qui compense le surcoût induit par le CSC est *de facto* plus élevé pour les centrales gaz que pour les centrales charbon.

3.3. Etudes de sensibilité sur le prix CO₂ à partir duquel une centrale gaz CSC est rentable

D'après 3.2., il semblerait que le prix CO₂ de switch soit lié au prix du combustible. On mène donc une étude de sensibilité du prix CO₂ de switch au prix du gaz naturel.

On réalise également une étude de sensibilité de ce prix CO₂ de switch au surcoût du CSC ; coût fixe, coût variable (pénalité de rendement), les deux.

Comme précédemment, les études de sensibilité sont réalisées sur les données issues de l'AIE, cette étude apparaissant comme médiane par rapport aux autres (Cf.1.2.2.1.).

3.3.1. Sensibilité du prix CO₂ de switch au prix du combustible

On fait varier le prix du gaz naturel de +/-20% par rapport au prix de référence donné par l'AIE soit 11 \$/MMBtu en 2015 (WEO 2012, scénario *New Policy*, Europe).

	Captage postcombustion	% de variation par rapport au sc. de réf.
Scénario de référence		
Prix de switch	85€	-
LCoE	98 €	-
Scénario prix du gaz naturel accru de 20%		
Prix de switch	90 €	6%
LCoE	111 €	13%
Scénario prix du gaz naturel diminué de 20%		
Prix de switch	80 €	-6%
LCoE	85 €	-13%

Tableau 10: Sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE au prix du combustible

Une variation du prix du combustible de +/-20 % entraîne une variation du prix CO₂ de switch de +/-5 points soit une variation de +/-6%.

L'impact d'une variation de +/-20% du prix du combustible est plus important sur le LCoE qui varie de +/-13%.

Remarque : Ce différentiel de sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE tient à la décomposition du LCoE (voir ci-dessus).

L'impact d'une variation de +/-20% du prix du combustible sur le prix CO₂ de switch et le LCoE est plus important pour les centrales gaz (+/-7%) que pour les centrales charbon (+/-4%). Le poste coût du combustible est en effet plus important pour les centrales gaz que pour les centrales charbon ; il représente 65 à 80% du LCoE des centrales gaz (avec et sans CSC) contre 15 à 20% pour le LCoE des centrales charbon (sans et avec CSC).

3.3.2. Sensibilité du prix CO₂ de switch au surcoût du CSC

On étudie séparément l'impact d'une diminution des pénalités de rendement de 1 puis 3 points, et d'une diminution du coût d'investissement de 10% puis 20% sur le prix du CO₂ à partir duquel les centrales gaz CSC deviennent rentables par rapport aux mêmes centrales gaz sans CSC.

On étudie ensuite un scénario bas : pénalité de rendement diminuée de 1 point et coût d'investissement réduit de 10%, et un scénario haut : pénalité de rendement diminuée de 3 points et coût d'investissement réduit de 20%.

Ces études de sensibilité, comme leur nom l'indique, visent à évaluer le degré de sensibilité du prix CO₂ de switch aux pénalités de rendement et au coût d'investissement. Elles permettent également de simuler les effets d'apprentissage et d'économies d'échelle attendus pour les centrales gaz CSC en 2030.

	Captage postcombustion	% de variation par rapport au sc. de réf.
Scénario de référence		
Prix de switch	85 €	-
LCoE	98 €	-
Pénalité de rendement de 7 points (contre 9 points dans le scénario de référence)		
Prix de switch	81 €	-4.5%
LCoE	97 €	-1%
Pénalité de rendement de 5 points		
Prix de switch	73 €	-13.5%
LCoE	94 €	-4%

Tableau 11 : Sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE aux pénalités de rendement

En moyenne, un point de rendement supplémentaire réduit le prix CO₂ de switch de 5 points soit une variation de -4.5%.

L'impact d'une variation des pénalités de rendement sur le LCoE est moindre : un point de rendement supplémentaire entraîne une réduction du LCoE de 1%.

	Captage postcombustion	% de variation par rapport au sc. de réf.
Scénario de référence		
Prix de switch	85 €	-
LCoE	98 €	-
Coût d'investissement réduit de 10%		
Prix de switch	80 €	-6%
LCoE	96 €	-2%
Coût d'investissement réduit de 20%		
Prix de switch	75 €	-12%
LCoE	95 €	-4%

Tableau 12 : Sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE au coût d'investissement

Une réduction du coût d'investissement (CAPEX) de 10% entraîne une réduction du prix CO₂ de switch de 5 points soit une variation de -6%.

L'impact d'une variation du coût d'investissement de 10% sur le LCoE est moindre : -2%.

L'impact d'une variation du CAPEX de 10% (respectivement 20%) sur le prix CO₂ de switch et le LCoE est moindre pour les centrales gaz (-6% respectivement -12%) par rapport aux centrales charbon (-10% respectivement -20%). L'annuité d'investissement représente en effet une part plus importante du LCoE pour les centrales charbon (45% sans CSC, 42% avec CSC) que pour les centrales gaz (15% sans CSC, 20% avec CSC).

	Captage postcombustion	% de variation par rapport au sc. de réf.
Scénario de référence		
Prix de switch	85 €	-
LCoE	98 €	-
Scénario bas : coût d'investissement réduit de 10% et pénalité de rendement de 7 points (au lieu de 8)		
Prix de switch	76 €	-11%
LCoE	95 €	-4%
Scénario haut : coût d'investissement réduit de 20% et pénalité de rendement de 5 points		
Prix de switch	64 €	-25%
LCoE	91 €	-7%

Tableau 13 : Sensibilité du prix CO₂ de switch et du LCoE au coût d'investissement et aux pénalités de rendement

Si l'on considère que ces deux scénarii éclairent l'évolution des prix CO₂ de switch et des LCoE à l'horizon 2030, on observe dans le cadre du scénario bas une réduction du prix CO₂ de switch de 9 points, et dans l'hypothèse d'un scénario plus favorable, une réduction de 21 points.

Autrement dit, en 2030, les centrales gaz CSC deviendraient compétitives pour un prix du CO₂ supérieur à 64 € (scénario le plus favorable) ou 76 € dans le cas du scénario le plus défavorable, contre 85 € en 2015.

3.3.3. Conclusion sur les études de sensibilité

On observe que le prix du CO₂ à partir duquel les centrales gaz CSC deviennent rentables par rapport aux centrales gaz de référence est sensible au coût d'investissement (qui représente 15 à 20% du LCoE) ; une variation du CAPEX 10% entraîne une variation du prix de switch de 6%. En revanche, ce dernier est peu sensible aux pénalités de rendement et au prix du combustible ; une variation de 10% entraîne respectivement une variation de 4% et 3% (Cf. Figure ci-dessous) du prix CO₂ de switch.

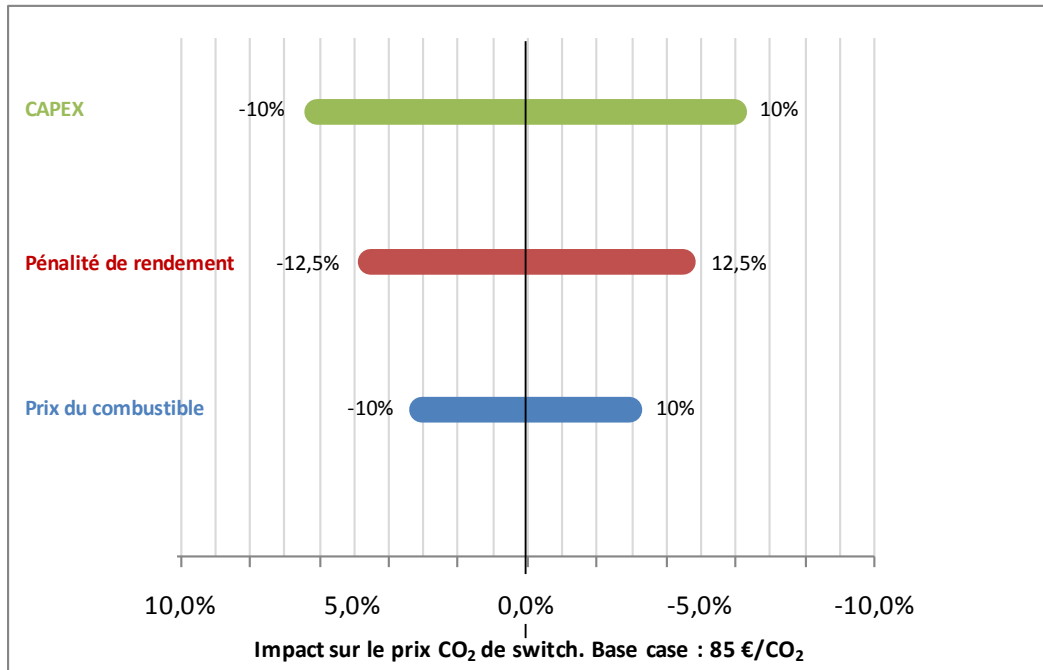


Figure 8 : Sensibilité sur le prix CO₂ de switch du cas de référence (centrale gaz postcombustion)

Les prix CO₂ de switch des centrales charbon comme gaz sont donc sensibles au CAPEX (davantage pour les centrales charbon que gaz), et de manière moindre aux pénalités de rendement (qui influent le poste coût du combustible) puis au prix des combustibles fossiles.

4. La vision de l'investisseur sur les centrales CSC

4.1. Prix CO₂ de switch intra et inter-techniques

Les prix CO₂ de switch que nous avons pour l'instant considérés sont des prix de switch intra-techniques (charbon/charbon CSC ou gaz/gaz CSC) que l'on retrouve dans la littérature.

Toutefois, il est vrai que suivant le prix de la tonne de CO₂, un investisseur qui cherche à minimiser son LCoE peut être amené à réaliser les arbitrages suivants :

- switch d'une centrale charbon sans CSC (respectivement gaz sans CSC) vers une centrale charbon avec dispositif CSC (respectivement gaz avec CSC),

Il peut aussi être amené à réaliser les arbitrages suivants :

- switch d'une centrale charbon sans CSC vers une centrale gaz sans CSC,
- switch d'une centrale charbon sans CSC (respectivement gaz sans CSC) vers une centrale gaz avec CSC (respectivement charbon avec CSC),
- switch entre une centrale charbon CSC vers une centrale gaz CSC et vice versa.

Ces prix de switch, dits inter-techniques (Ex. : charbon vs gaz), sont absents de la littérature CSC. En tenant compte de l'ensemble des possibilités d'arbitrage, ces prix de switch inter-techniques permettent de mieux refléter la complexité de la réalité d'un investisseur (Cf. Figure 9).

La figure ci-dessous concerne l'étude de l'AIE. Les flèches rouges représentent les différents arbitrages - intra et inter-techniques - qui peuvent se poser à un investisseur pour peu que le prix de la tonne de CO₂ soit suffisamment élevé.

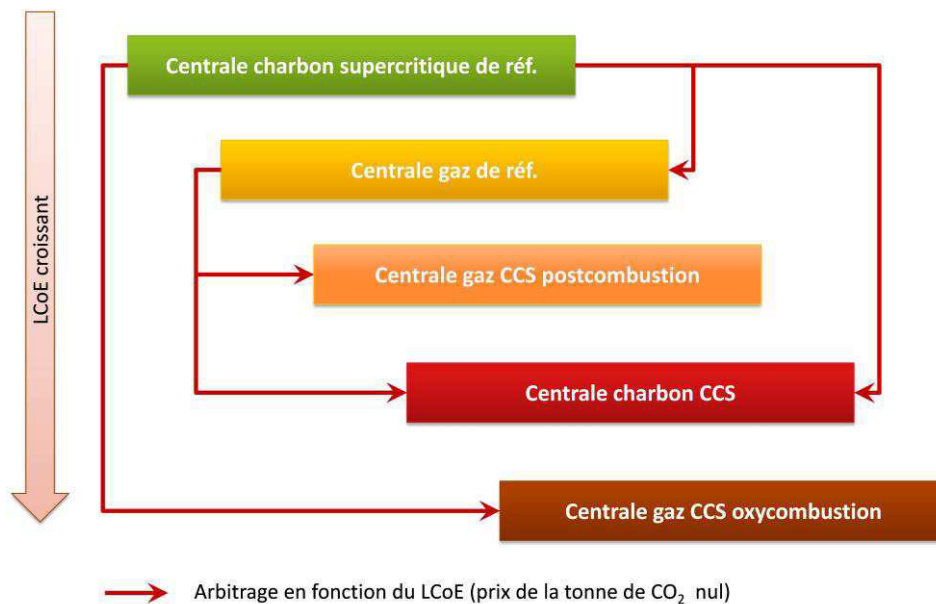


Figure 9 : Merit order des LCoE des différents types de centrales (avec et sans CSC) pour un prix du CO₂ nul, étude de l'AIE

4.2. Zoom sur l'étude de l'AIE

Afin d'expliciter davantage les différents arbitrages qui peuvent intervenir lorsque le prix de la tonne de CO₂ s'accroît, on se réfère ci-après à l'étude de l'AIE.

Nous avons choisi de détailler plus en avant cette étude parce que c'est celle qui donne des résultats médians ; les études américaines sont pro-gaz et l'étude de la ZEP est pro-charbon. De plus, l'AIE est mondialement connue et fait référence.

Le graphique ci-dessous montre l'évolution des LCoE des différents types de centrales considérés par l'AIE, suivant différents scénarii de prix de la tonne de CO₂. Il permet ainsi de visualiser les différents arbitrages auxquels un investisseur peut être confronté.

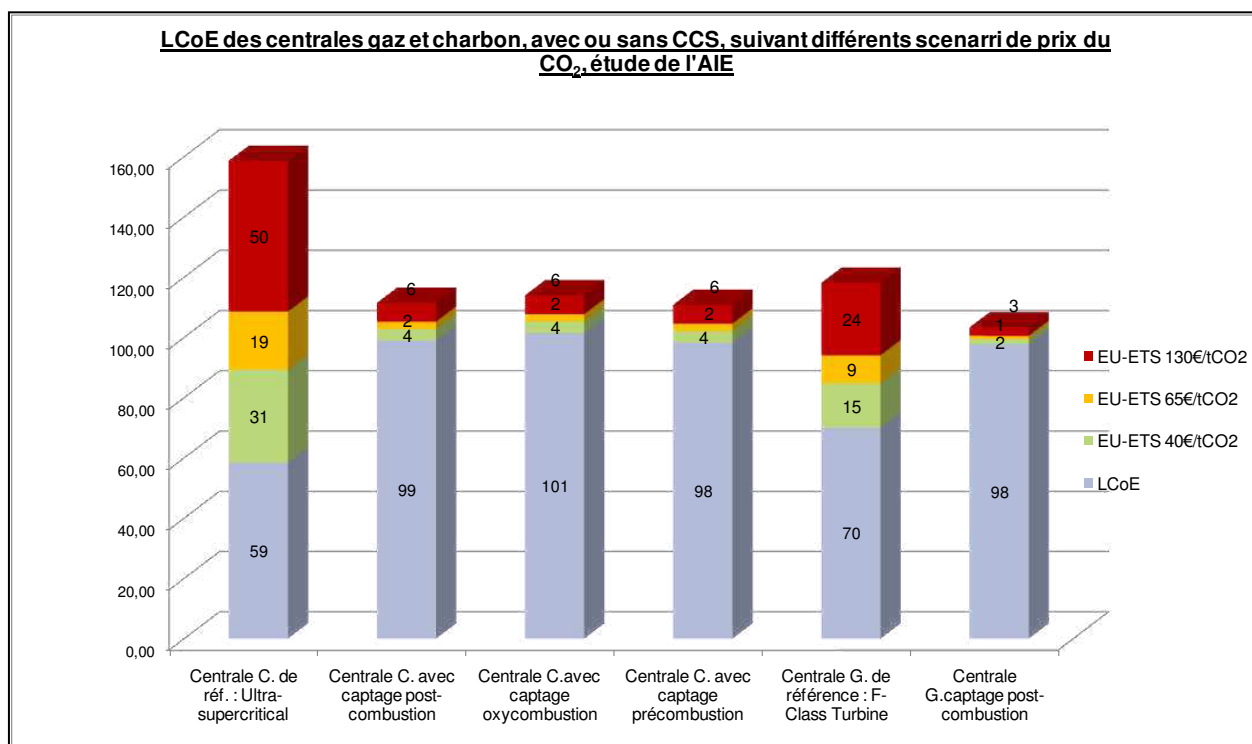


Figure 10 : LCoE des centrales gaz et charbon, avec ou sans dispositif CSC, pour différents scénarii de prix du CO₂. Etude de l'AIE

Le tableau ci-après reprend le graphique et, pour chaque scénario de prix du CO₂, classe les centrales par ordre croissant de LCoE.

Classement des centrales en fonction de leur LCoE par ordre croissant [étude de l'AIE]				
S₀ : Prix du CO₂ nul	Centrale charbon de référence 59 €/MWh	Centrale gaz de référence 70 €/MWh	Centrale charbon captage précomb. 98 €/MWh	Centrale gaz captage postcomb. 98 €/MWh
S₁ : Prix de la tCO₂ à 40 €	Centrale gaz de référence 85 €/MWh	Centrale charbon de référence 90 €/MWh	Centrale gaz captage postcomb. 100 €/MWh	Centrale charbon captage précomb. 102 €/MWh
S₂ : Prix de la tCO₂ à 65 €	Centrale gaz de référence 94 €/MWh	Centrale gaz captage postcomb. 101 €/MWh	Centrale charbon captage précomb. 104 €/MWh	Centrale charbon captage postcomb. 105 €/MWh
S₃ : Prix de la tCO₂ à 130 €	Centrale gaz captage postcomb. 104 €/MWh	Centrale charbon captage précomb. 110 €/MWh	Centrale charbon captage postcomb. 111 €/MWh	Centrale charbon captage oxycomb. 113 €/MWh

Tableau 14 : Classement par ordre croissant des centrales en fonction de leur LCoE pour différents scénarii de prix du CO₂, étude de l'AIE

D'après le graphique et le tableau ci-dessus :

- Pour un prix de la tonne de CO₂ nul (S₀), un investisseur a intérêt à opter pour une centrale charbon classique car c'est cette technologie de centrale qui offre le plus petit LCoE (59 €/MWh).
- Pour un prix de la tonne de CO₂ compris entre 40 € (S₁) et 65 € (S₂), la centrale la plus compétitive est la centrale gaz classique (89 €/MWh).
On remarque qu'au-delà de 65 €/tCO₂, les centrales charbon CSC sont plus compétitives que la centrale charbon classique (LCoE inférieurs).
- Pour un prix du CO₂ de 130 €/t (S₃), un investisseur a intérêt à privilégier une centrale gaz CSC car c'est la technologie de centrale la plus compétitive.

Plus précisément, la valeur du prix du CO₂ entraînant :

- Le switch de la centrale charbon sans CSC vers la centrale gaz sans CSC est de 30 €.
- Le switch de la centrale gaz sans CSC vers la centrale gaz avec CSC est de 90 €.
- Le switch de la centrale charbon sans CSC vers la centrale charbon CSC (précombustion) est de 60 €.

Si l'on se contentait de calculer des prix de switch intra-technique, comme c'est habituellement le cas dans la littérature CSC, on pourrait affirmer que :

- Pour un prix supérieur à 60 €/tCO₂, le plus intéressant est d'investir dans une centrale charbon avec captage précombustion que dans une centrale charbon classique.
- Pour un prix du CO₂ supérieur à 90 €/t, un investisseur a intérêt à privilégier une centrale gaz CSC par rapport à une centrale gaz classique.

Les centrales charbon CSC semblent donc être plus compétitives que les centrales gaz CSC puisque leur prix de switch est inférieur (60 € vs 90 €).

Néanmoins, si l'on tient compte des prix de switch inter-techniques c'est-à-dire de l'ensemble des choix d'investissement possibles, à 60 €/tCO₂, ce n'est pas la centrale charbon CSC qui offre le plus petit LCoE mais la centrale gaz de référence (Cf. ci-dessus). Un investisseur aurait donc intérêt à se porter vers les centrales gaz – les plus compétitives – plutôt que charbon CSC.

D'où l'intérêt de regarder des prix de switch intra-techniques et inter-techniques qui montrent que finalement, les centrales CSC sont compétitives (ie minimisent le LCoE) pour un prix du CO₂ supérieur à 90 €.

Pour synthétiser, la technologie de centrale qui offre le plus petit LCoE est la centrale :

- charbon sans CSC pour un prix du CO₂ inférieur à 30 €/t.
- gaz sans CSC pour un prix du CO₂ compris entre 30 et 90 €/t,
- centrales gaz CSC pour un prix du CO₂ supérieur à 90 €/t.

Même pour un prix de la tonne de CO₂ élevé, les centrales charbon CSC n'apparaissent jamais comme la technologie de centrale permettant de minimiser le LCoE (rentabilité absolue). En revanche, elles deviennent rentables par rapport aux centrales charbon sans CSC pour un prix du CO₂ de 60 € la tonne (rentabilité relative).

C'est ce que montre la figure ci-après.

Etude de l'AIE, Prix de Switch

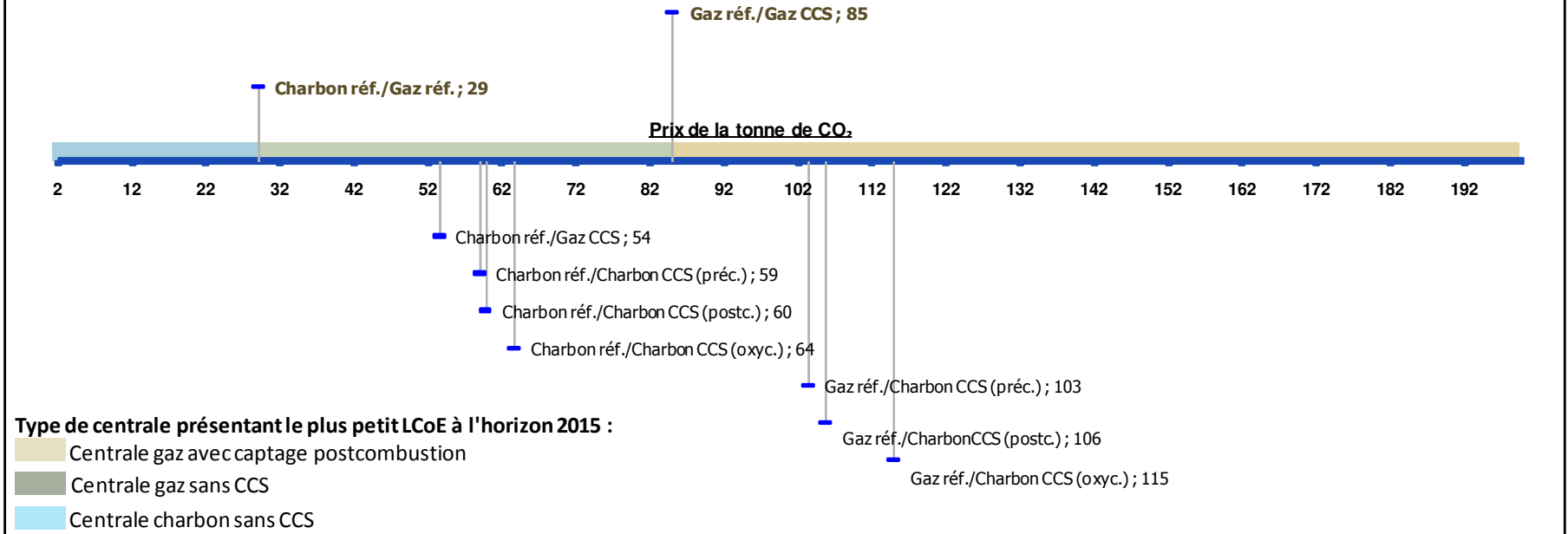


Figure 11 : Classement des types de centrale par ordre de prix de switch croissant

Le long des prix du CO₂, nous pouvons placer les différentes technologies de centrales.

Sous la droite des prix du CO₂, on retrouve les valeurs de prix du CO₂ pour lesquelles un type de centrale devient compétitive par rapport à un autre (rentabilité relative). Ex : au-delà de 64 €/tCO₂, la centrale charbon avec oxycombustion a un LCoE inférieur à celui de la centrale charbon sans CSC.

Au-dessus de la droite des prix du CO₂, on repère le prix du CO₂ pour lequel s'opère le switch en faveur de la technologie minimisant le LCoE (rentabilité absolue). Ex. : pour un prix de la tonne de CO₂ supérieur à 30 € et ce jusqu'à 85 €, c'est la centrale gaz sans CSC (par rapport à tous les autres types de centrales) qui offre le LCoE minimum.

Les rectangles de couleur indiquent quel type de centrale est le plus rentable, c'est-à-dire qui minimise le LCoE, pour une certaine fourchette de prix du CO₂. Par exemple de 0 à 30 €/tCO₂, la bande est bleue ce qui signifie que c'est la centrale charbon qui offre le plus petit LCoE, puis à partir de 30 € jusqu'à 85 €/tCO₂, la bande est verte donc c'est la centrale gaz sans CSC qui offre le LCoE minimum, au-delà, c'est la centrale gaz CSC qui est la plus compétitive.

Pour résumer, voici le *merit order* observé pour l'étude de l'AIE et de manière plus générale pour l'ensemble des autres études :

- Pour un prix du CO₂ inférieur à [15 ; 40 €/tCO₂], ce sont les centrales charbon sans CSC qui minimisent le LCoE.
- Pour un prix de la tonne de CO₂ compris entre [15 ; 40 €/tCO₂] et [80 ; 100 €/tCO₂], ce sont les centrales gaz sans CSC qui minimisent le LCoE.
- Pour un prix de la tonne de CO₂ supérieur à [80 ; 100 €/tCO₂], ce sont les centrales gaz CSC qui minimisent le LCoE.

Bien que présentant un prix de switch intra-technique inférieur à celui des centrales gaz, les centrales charbon CSC ne permettent pas, sauf pour la ZEP et l'AIE (horizon 2030), de minimiser le LCoE, et ce quelle que soit la valeur du prix du CO₂.

C'est ce que synthétise la figure ci-après.

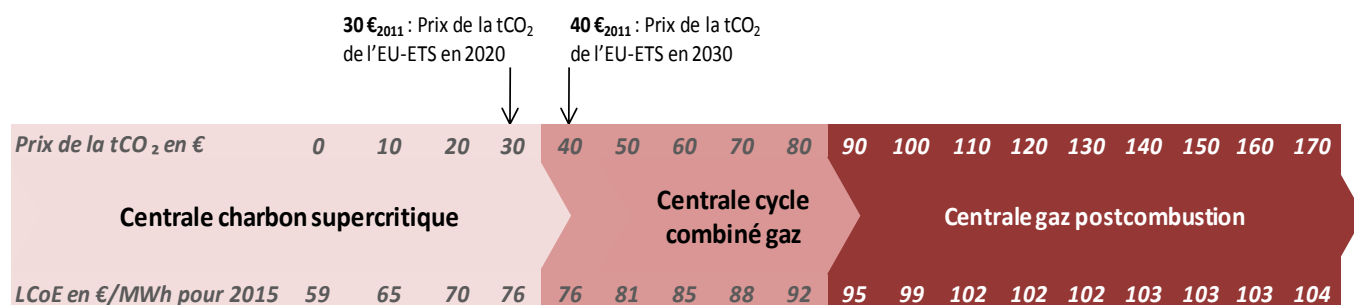


Figure 12 : Figure indiquant, pour différents prix du CO₂, le type de centrale électrique qui offre le plus LCoE. Etablie à partir des données AIE.

Pour plus de détails sur les valeurs des différents prix de switch, se reporter en Annexe 3, Tableau 21.

4.3. Selon le prix du CO₂, dans quelle technologie de centrale investir ?

4.3.1. Pour un prix du CO₂ faible (moins d'une dizaine d'euros par tonne)

Lorsque le prix du CO₂ est faible, ce sont les centrales gaz et charbon de référence qui sont les plus rentables, c'est-à-dire qui minimisent le LCoE.

Le prix des combustibles fossiles est alors le déterminant principal du choix d'investissement. On se rapproche de la notion de *fuel switch*.

Le contexte européen actuel en donne une bonne illustration. En raison du développement des gaz de schiste, les Etats-Unis ont fortement développé leurs exportations de charbon à destination de l'Europe ce qui en a fait diminuer le prix. Combinée à un prix très faible du quota carbone européen (moins de 5 €/tCO₂), cette diminution relative du prix du charbon par rapport au gaz naturel a renforcé la compétitivité des centrales charbon par rapport aux centrales gaz. En avril 2013, sur trois de ses quatre centrales à gaz, GDF Suez a ainsi décidé de mettre sous cocon pour l'été les deux centrales à cycle combiné Combigo (Fos-sur-mer) et Spem (Montoir-en-Bretagne, Loire-Atlantique) respectivement mises en service en 2009 et 2010 et qui ont représenté un investissement supérieur à 1 milliard d'euros, et de mettre sous cocon pour une durée indéterminée la centrale cycle combiné gaz Cycofos (490 MW, Fos-sur-Mer).

Si l'on reprend l'étude de l'AIE, voilà ce qu'on observe :

	Ratio prix du gaz/prix du charbon	LCoE des centrales charbon	LCoE des centrales gaz	Ecart entre des LCoE (charbon-gaz)
Cas de référence	2.7	59 €/MWh	70 €/MWh	11 €/MWh
Diminution du prix du charbon de 20%	3.3	53 €/MWh	70 €/MWh	17 €/MWh
Augmentation du prix du charbon de 20%	2.2	64 €/MWh	70 €/MWh	6 €/MWh
Diminution du prix du gaz de 20%	2.1	59 €/MWh	59 €/MWh	0 €/MWh
Augmentation du prix du gaz de 20%	3.2	59 €/MWh	82 €/MWh	23 €/MWh

Tableau 15 : Compétitivité relative des centrales charbon et gaz selon divers scénarii de variation du prix des combustibles

Lorsque le ratio prix du gaz/prix du charbon tend vers 2, c'est-à-dire lorsque le prix du gaz naturel est le double de celui du charbon, le LCoE des centrales gaz et charbon tend à s'égaliser. Il devient alors aussi intéressant d'investir dans une centrale gaz que dans une centrale charbon.

L'évolution actuelle du prix des combustibles en Europe pourrait être caractérisée par le scénario « diminution du prix du charbon de 20% » qui montre que les centrales charbon gagnent en attractivité par rapport aux centrales gaz.

4.3.2. Pour un prix du CO₂ plus significatif ; d'une dizaine d'euros à 60 €/tCO₂

Lorsque le prix du CO₂ s'élève et dépasse la dizaine d'euros, la pénalité carbone des électriciens devient significative.

Entre 15 et 40 €/tCO₂ (prix de switch qui varie d'une étude à l'autre), il devient plus intéressant d'investir dans une centrale gaz que dans une centrale charbon de référence, cette dernière ne permettant plus de minimiser le LCoE.

Ce prix CO₂ de switch est toutefois fortement sensible au prix des combustibles. Si l'on reprend l'étude de l'AIE, voici ce que l'on observe :

	Ratio prix du gaz/prix du charbon	Prix CO ₂ de switch	Variation par rapport au cas de référence
Cas de référence	2.7	30 €	-
Diminution du prix du charbon de 20%	3.3	43 €	47%
Augmentation du prix du charbon de 20%	2.2	15 €	-50%
Diminution du prix du gaz de 20%	2.1	57 €	95%
Augmentation du prix du gaz de 20%	3.2	2 €	-95%

Tableau 16 : Sensibilité du prix CO₂ de switch selon divers scénarii de prix de combustibles

Ceteris paribus, une variation du prix du charbon de +/-20 % entraîne une variation plus que proportionnelle du prix CO₂ de switch qui varie de +/-50%. Le prix CO₂ de switch est encore plus sensible au prix du gaz puisque qu'une variation de +/-20% de ce dernier entraîne une variation de +/-95%.

Autour de 15-40 €/tCO₂, il y a donc switch des centrales charbon vers les centrales gaz de référence. Au-delà de ce seuil, très sensible au prix des combustibles, ce sont les centrales gaz qui sont les plus compétitives, c'est-à-dire qui offre le LCoE minimum.

4.3.3. Pour un prix du CO₂ compris entre 60 et 90-100 €/tCO₂

Lorsque le prix du CO₂ dépasse 60 €/tCO₂, les centrales charbon CSC deviennent plus compétitives que les centrales sans CSC. Il s'agit d'un prix de switch intra-technique qui correspond à une rentabilité relative et non absolue des centrales charbon CSC.

En regardant l'ensemble des possibilités d'arbitrage qui s'offrent à un investisseur, on constate en effet que de 60 à 90-100 €/tCO₂, ce sont toujours les centrales gaz de référence qui minimisent le LCoE et sont donc les plus rentables.

4.3.4. Pour un prix du CO₂ supérieur à 90-100 €/tCO₂

Lorsque le prix du CO₂ dépasse 100 €/tCO₂, les centrales avec CSC deviennent la technologie de centrale la plus compétitive, c'est-à-dire offrant le plus petit LCoE.

Plus précisément, ce sont les centrales gaz CSC et non charbon CSC qui offrent le plus petit LCoE. Bien que présentant un prix de switch intra-technique inférieur à celui des centrales gaz, les centrales charbon CSC ne permettent pas en effet, sauf pour la ZEP et l'AIE (horizon 2030), de minimiser le LCoE, et ce quelle que soit la valeur du prix du CO₂.

Une nuance toutefois : on choisit parfois d'investir dans des centrales gaz en raison de leur flexibilité. Or leur adjoindre un dispositif CSC la réduit fortement. Ce coût n'est pas pris en compte dans le calcul de ce prix de switch.

En conclusion, le choix d'investissement dépend d'abord du switch induit par le prix des combustibles. Lorsque le prix du CO₂ dépasse 90-100 €/tCO₂, se superpose alors un autre effet de switch en faveur des technologies CSC.

La figure ci-dessous permet de visualiser les aires de rentabilité des technologies de centrales en fonction du ratio des prix de combustibles et de la valeur du CO₂. Elle est obtenue en faisant varier le prix du gaz de +/-30%, le prix du charbon restant constant¹. Le prix du gaz naturel à partir duquel s'effectue cette variation est celui que donne le WEO 2012 pour 2015 soit 11\$/MBtu en Europe. On fait implicitement l'hypothèse d'un choc exogène affectant uniquement le gaz².

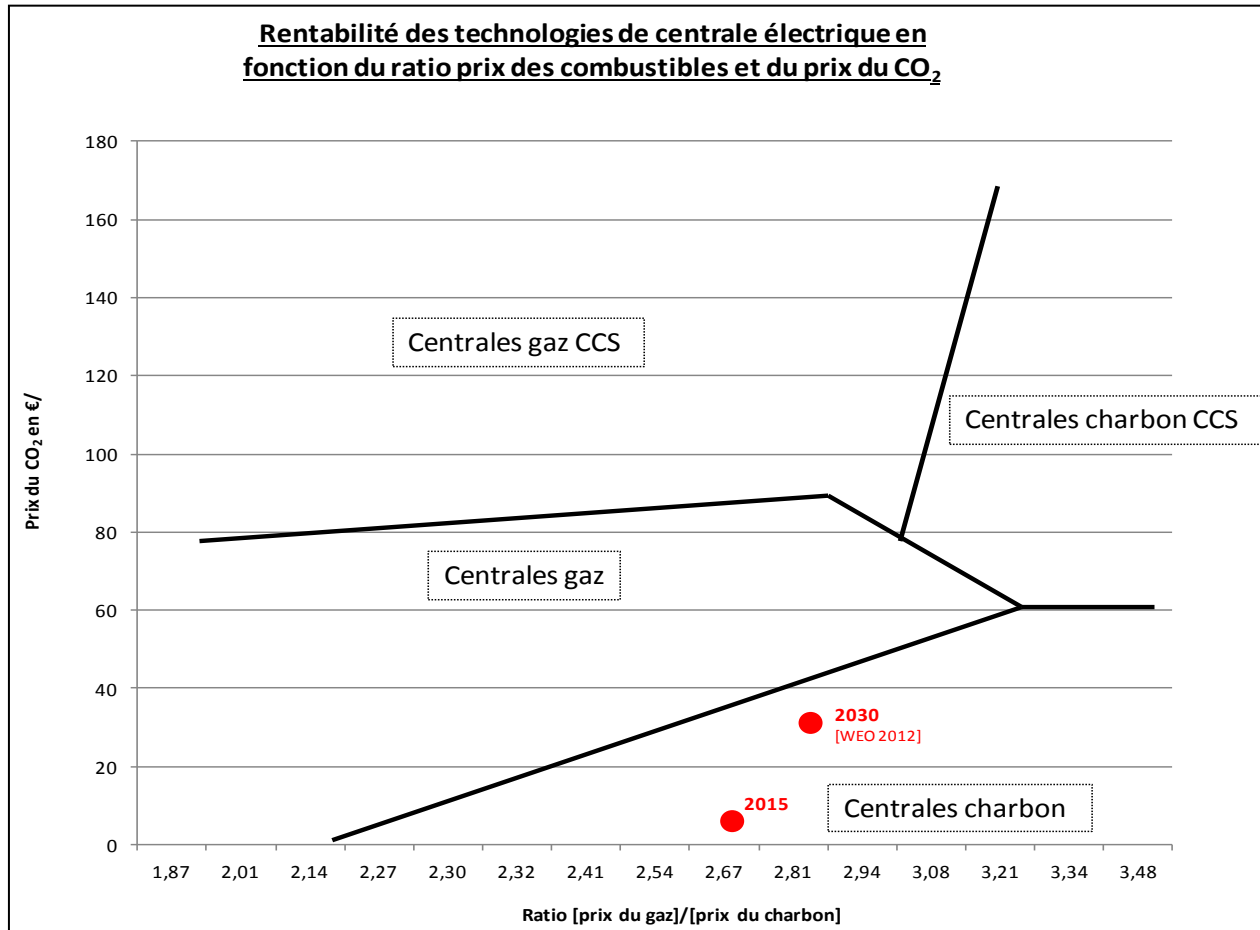


Figure 13 : Aires de rentabilité des technologies de centrales suivant les prix des combustibles et du CO₂.

Lorsque le ratio de prix de combustible tend vers 2, c'est-à-dire lorsque le prix du gaz est deux fois plus élevé que celui du charbon, les centrales gaz sont la technologie de centrale la plus rentable.

Lorsque le ratio de prix de combustibles tend vers 3, c'est-à-dire lorsque le prix du gaz est trois fois plus élevé que celui du charbon, les centrales charbon CSC deviennent plus compétitives que les centrales gaz CSC.

D'après cette figure, si l'on s'en tient aux prévisions de l'AIE (WEO 2012) pour 2015 et 2030, les investisseurs auront intérêt à se tourner vers des centrales charbon classiques, l'attractivité des centrales gaz classiques s'accroissant.

¹ On utilise une méthodologie similaire à celle de W.BLYTH et M.YANG, Impact of Climate Change Policy Uncertainty in Power Investment, International Energy Agency Working Paper Series, 2006.

² On peut avancer la justification suivante : les prix du charbon dépendent d'un marché plus étendu et sont donc, *a priori*, moins volatils que les prix du gaz, moins facilement transportable puisqu'il faut qu'il y ait un réseau ou des infrastructures GNL (gaz naturel liquéfié).

Pour un ratio de prix de combustibles proche de celui actuellement observé (soit 2.7) les centrales gaz CSC deviennent attractives au-delà de 30 à 40 €/tCO₂.

ETUDES DE SENSIBILITE SUR LES PARAMETRES TECHNICO-ECONOMIQUES SUSCEPTIBLES D'INFLUER SUR LES PRIX DE SWITCH INTRA ET INTER-TECHNIQUES

L'exploitation des données AIE montre que :

- à l'horizon 2015, ce sont les centrales gaz CSC qui sont les plus compétitives pour un prix du CO₂ suffisamment élevé (89 € la tonne),
- à l'horizon 2030, ce sont les centrales charbon CSC (captage précombustion) qui sont les plus compétitives pour un prix du CO₂ suffisamment élevé (60 € la tonne).

Ces prix de switch sont liés aux hypothèses technico-économiques retenues et ne conduisent pas toujours à des arbitrages clairement tranchés.

Afin d'évaluer le degré de sensibilité de ces résultats à ces hypothèses, nous avons mené une étude de sensibilité sur l'ensemble des paramètres technico-économiques normalisés (Cf. Tableau 6). Les études de sensibilité concernent à présent l'ensemble des prix de switch : intra et inter-techniques (contrairement aux 2.4 et 3.3).

1. Variables clés des études de sensibilité

Le tableau ci-dessous présente l'ensemble des paramètres technico-économiques sur lesquels sont menées les études de sensibilité.

Paramètres technico-économiques homogénéisés	Unité	Valeur	Point ou pourcentage de variation
Taux de captage	%	90	- 5 points (80%)
Temps de construction			
Centrale charbon	ans	4	Centrales charbon : + 1 an
Centrale charbon avec CSC	ans	5	
Centrale gaz	ans	2	Centrales gaz : +1 an
Centrale gaz avec CSC	ans	3	
Durée de vie du projet			
Centrale charbon	ans	40	- 5 ans
Centrale gaz	ans	25	[-5 ans ; +5 ans]
Prix du combustible			
Charbon noir Illinois n°6	\$ ₂₀₁₁ /GJ	2015 : 4.34 (108.5 \$/t)	[-20% ; +20%]
Gaz naturel	\$ ₂₀₁₁ /GJ	2015 : 11.61 (11 \$/MMBtu)	[-20% ; +20%]
Taux d'actualisation [réel et après impôt]	%	8	[-4 points ; + 4 points]
Rendement			
Centrales charbon (PCI)	%	45%	49%
Centrales charbon avec CSC	%	36%	40%
Centrales gaz	%	60%	63%
Centrales gaz avec CSC	%	52%	55%

Tableau 17 : Paramètres technico-économiques ayant fait l'objet d'une étude de sensibilité

On se réfère toujours à l'étude de l'AIE, et l'on se restreint à l'horizon 2015.

Pour mieux appréhender la sensibilité des prix de switch intra et inter-techniques à un paramètre, on fait varier chaque paramètre *ceteris paribus*.

Concrètement, cela signifie par exemple que l'on étudie l'impact d'une variation du prix du gaz de +/- 20% sur les valeurs de prix de switch.

2. Principaux résultats issus des études de sensibilité des prix de switch à différents paramètres

2.1. Sensibilité sur le taux d'actualisation

Le graphique ci-après résume l'impact d'une variation du taux d'actualisation de +/-4 points.

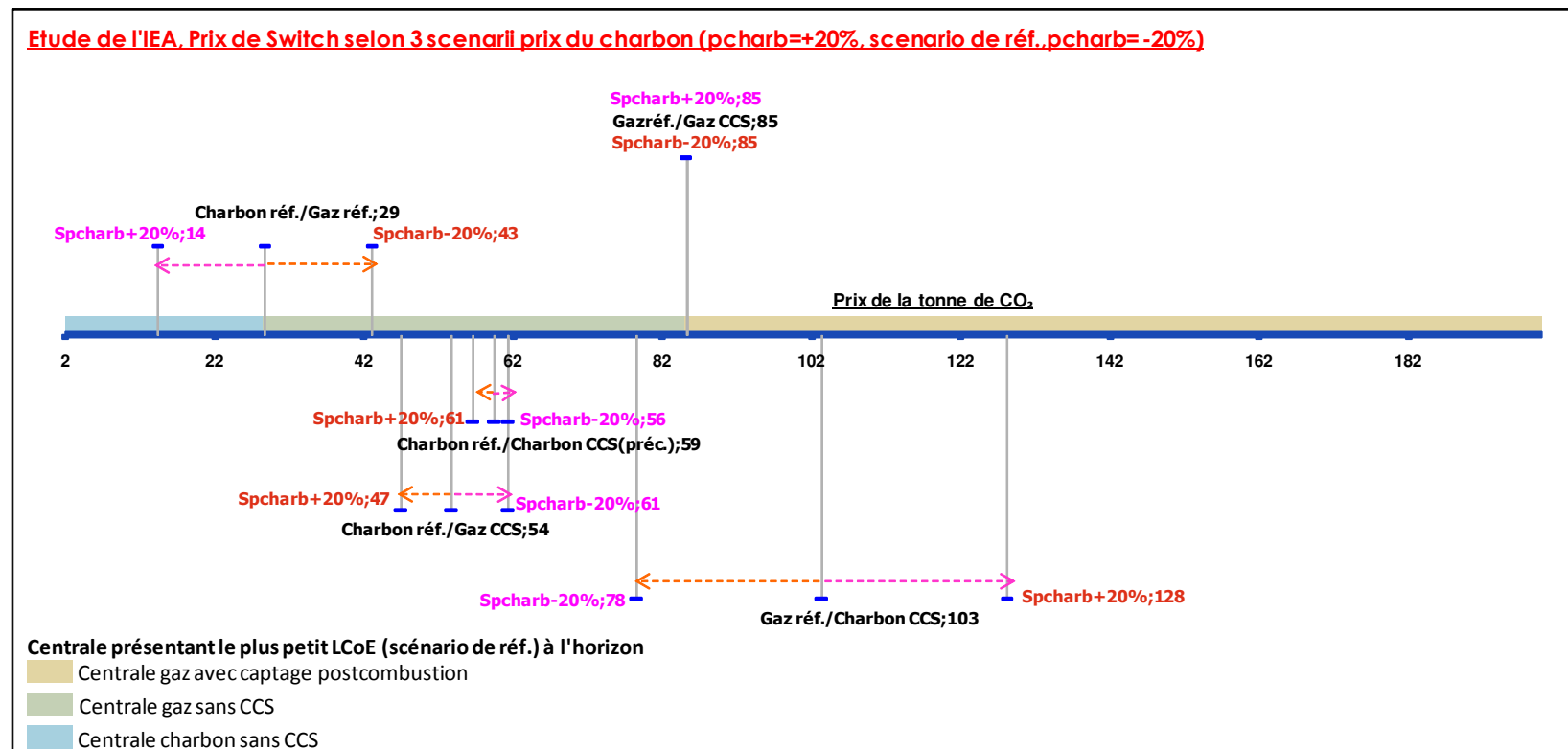


Figure 14 : Impact d'une variation du taux d'actualisation de +/-4 points sur les prix de switch inter-techniques

Lorsque le taux d'actualisation diminue de 8% à 4%, soit le taux d'actualisation des pouvoirs publics, les centrales gaz ne permettent pas de minimiser le LCoE, quelle que soit la valeur du CO₂. Les centrales charbon CSC minimisent le LCoE pour un prix du CO₂ supérieur à 46 € (vs 85 € pour les centrales gaz CSC pour un taux d'actualisation de 8%). Un taux d'actualisation faible favorise donc les centrales charbon et diminue la valeur du prix du CO₂ pour laquelle les centrales charbon CSC minimisent le LCoE.

Lorsque le taux d'actualisation s'accroît de 8% à 12%, les centrales charbon ne permettent pas de minimiser le LCoE (sauf de 0 à 2 €/tCO₂ pour les centrales charbon sans CSC). Le switch de la centrale gaz sans CSC vers la centrale gaz avec CSC est décalé de 85 à 90 €/tCO₂ ce qui est un prix élevé. Un taux d'actualisation élevé favorise donc les centrales gaz, mais augmente la valeur du prix du CO₂ à partir de laquelle les centrales gaz CSC minimisent le LCoE.

2.2. Sensibilité sur le prix des combustibles

Les graphiques ci-après synthétisent l'impact d'une variation du prix du gaz naturel ou du charbon de +/-20%, toutes choses égales par ailleurs. Pour plus de détails, se reporter à l'Annexe 3.

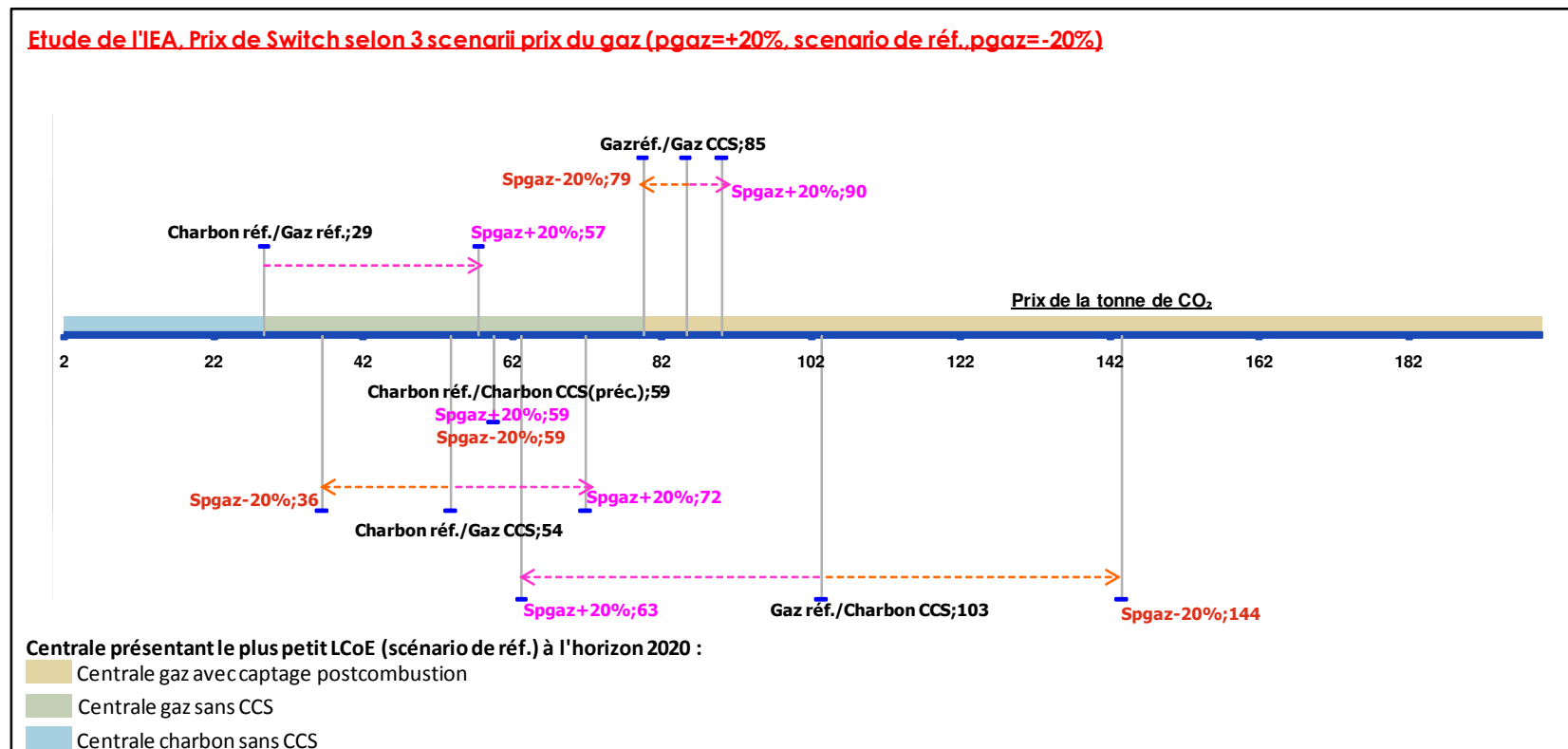


Figure 15 : Impact d'une variation du prix du gaz naturel de +/-20% sur les prix de switch inter-techniques

Lorsque le prix du gaz diminue de 20%, cela favorise, logiquement, les centrales gaz : les centrales charbon (avec et sans CSC) ne permettent pas de minimiser le LCoE (sauf de 0 à 2 €/tCO₂ pour les centrales charbon sans CSC). Le switch de la centrale gaz sans CSC vers la centrale gaz avec CSC se fait plus rapidement : à 79 contre 85 €/tCO₂ ce qui reste un prix élevé.

Lorsque le prix du gaz s'accroît de 20%, les centrales charbon sans CSC minimisent le LCoE pour une fourchette plus large : de 0 à 57 € contre 0 à 29 €. La centrale gaz sans CSC est la plus rentable sur une fourchette de prix du CO₂ plus courte: de 57 à 63 €/tCO₂. Au-delà, ce sont les centrales charbon CSC qui minimisent le LCoE (et non les centrales gaz CSC comme dans le cas de référence). Un prix du gaz plus élevé favorise donc, logiquement, les centrales charbon, avec et sans CSC.

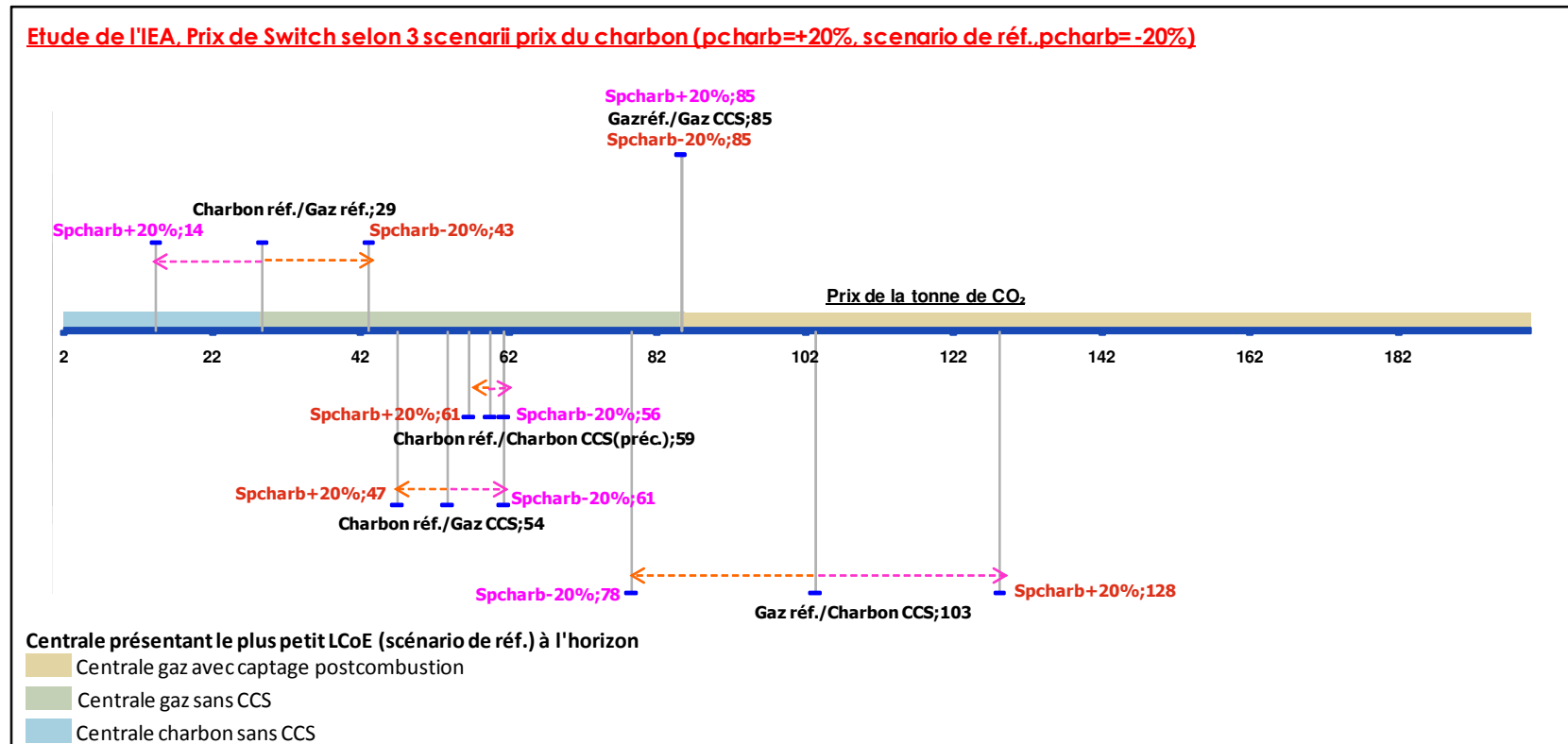


Figure : Impact d'une variation du prix du charbon de +/-20% sur les prix de switch inter-techniques

Lorsque le prix du charbon augmente de 20%, cela favorise, logiquement, les centrales gaz : les centrales charbon sans CSC minimisent le LCoE sur une plage plus courte : de 0 à 14 €/tCO₂ contre 0 à 29 €/tCO₂ dans le cas général. Le switch de la centrale gaz sans CSC vers la centrale gaz avec CSC reste à 85 €/tCO₂ (puisque le prix du gaz naturel est inchangé) et les centrales charbon CSC ne minimisent pas le LCoE, même pour un prix du CO₂ élevé.

Lorsque le prix du charbon diminue de 20%, les centrales charbon sans CSC minimisent le LCoE pour une fourchette plus large : de 0 à 43 € contre 0 à 29 €/tCO₂. Au-delà de 78 €/tCO₂, ce sont les centrales charbon CSC qui minimisent le LCoE (et non les centrales gaz CSC comme dans le cas de référence). Un prix du charbon moins élevé favorise donc, logiquement, les centrales charbon, avec et sans CSC.

2.3. Sensibilité sur le facteur de charge

En prenant un facteur de charge de 42%, soit la valeur retenue par l'AIE pour un fonctionnement en semi-base des centrales électriques (vs 85% en base), on observe que :

- Pour un prix du CO₂ très faible (voire nul) le switch s'opère des centrales charbon sans CSC vers les centrales gaz sans CSC contre [15 ; 40 €/tCO₂] en base,
- Le switch charbon sans CSC vers charbon CSC s'opère pour une fourchette de prix du CO₂ supérieure : [80 ; 115 €/tCO₂] vs [60 ; 70 €/tCO₂] en base
- Idem, le switch gaz sans CSC vers gaz CSC s'effectue pour une fourchette de prix de CO₂ plus élevée : [105 ; 140 €/tCO₂] en moyenne vs [90 ; 100 €/tCO₂] en base,

Par conséquent, en semi-base, ce sont les centrales gaz sans CSC qui minimisent le LCoE jusqu'à un prix du CO₂ supérieur à 105-140 € la tonne, et au-delà, ce sont les centrales gaz avec CSC.

Ce prix de switch, très élevé, pose la question de la rentabilité des centrales électriques avec CSC fonctionnant en semi-base. D'autant que nous n'avons pas pris en compte le coût de la moindre flexibilité qu'entraîne un dispositif CSC. Or les centrales gaz, particulièrement, sont parfois choisies pour leur flexibilité de fonctionnement.

2.4. Sensibilité sur les rendements des centrales gaz et charbon

Cette étude de sensibilité vise à prendre en compte le fait que les coûts des études, bien que projetés à l'horizon 2015, correspondent davantage à des coûts pour l'horizon 2030, en raison, notamment, du retard du développement du CSC.

Pour ce faire, on applique à l'ensemble des centrales les hypothèses de rendement projetées pour 2030, et l'on raisonne toutes choses égales par ailleurs³.

L'utilisation des valeurs de rendements 2030 et non 2015 a un impact très marginal (inférieur à 4%) sur les prix de switch, intra et inter-techniques.

2.5. Sensibilités sur le taux de captage, la durée d'exploitation de la centrale et la durée de construction

Les études visant à analyser le degré de sensibilité des prix de switch aux facteurs suivants : taux de captage, durée de vie des centrales et durée de construction montrent que ces paramètres ont une influence marginale.

³ Les pénalités de rendement sont identiques : 9 points pour le CSC charbon, 8 points pour le CSC gaz.

3. Conclusions sur les études de sensibilité

Les facteurs technico-économiques qui influent sensiblement sur les prix de switch sont :

- le taux d'actualisation,
- les prix des combustibles,
- le facteur de charge.

Les paramètres suivants : durée de vie de la centrale, temps de construction de cette dernière, rendement des centrales, et taux de captage ont une influence marginale sur les prix de switch intra et inter-techniques.

Ce sont uniquement pour les scénarii suivants :

- prix du charbon inférieurs de 20% au cas de référence (hypothèses WEO 2012),
- prix du gaz supérieurs de 20% au cas de référence,
- taux d'actualisation de 4%

que les centrales charbon CSC - et non les centrales gaz CSC - minimisent le LCoE, pour un prix du CO₂ suffisamment élevé (au-delà de 100 €/tonne).

On notera toutefois que l'arbitrage charbon CSC vs gaz CSC lorsque le prix du CO₂ est suffisamment élevé n'est pas toujours évident car les prix de switch gaz réf./charbon CSC et gaz réf./gaz CSC sont proches (Cf. Figure 14) et l'incertitude, sur les coûts notamment, forte.

Dans les autres scénarii envisagés par les études de sensibilité, on retrouve le même schéma de rentabilité des centrales que celui du cas de référence: c'est d'abord la centrale charbon sans CSC qui minimise le LCoE, puis, pour un prix de la tonne de CO₂ suffisamment élevé, la centrale gaz sans CSC, et enfin la centrale gaz CSC.

BIBLIOGRAPHIE

- AIE, *Energy Technology Perspectives 2010*, 2010.
- AIE, *Energy Technology Perspectives 2012*, 2012.
- AIE, FINKENRATH M., *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*, 2011.
- AIE, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2010.
- AIE, *World Energy Outlook 2012*, 2012.
- BABUSIAUX D., Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise, Ed. Technip, 1992.
- BABUSIAUX D., Décision d'investissement et création de valeur, Ed. Technip, 2002.
- BLYTH W., YANG M., *Impact of Climate Change Policy Uncertainty in Power Investment*, *International Energy Agency Working Paper Series*, 2006.
- EPRI, *Updated Cost and Performance Estimates for Clean Coal Techniques including CO₂ Capture*, 2009.
- Global CSC Institute, *The Global status of CSC: 2011*, 2011.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), *Carbon Dioxide Capture and Storage*, 2005.
- IPCC, *Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2007.
- KANEN J.L.M., Carbon Trading and Pricing, Environmental Finance Publication, 2006.
- LE STRAT F., MENS E., PELUCHON B., ARSALANE Y., BUISSON P., *Interactions entre prix du carbone et marché du pétrole*, FLM n° 42 de la Chaire Economie du climat, 2012.
- MIT, *The Future of Coal*, 2007.
- NETL, *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants – Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity*, 2010.
- NETL, *DOE/NETL Carbon dioxide capture and storage RD&D roadmap*, 2010.
- PARK CHAN S., Analyse économique en ingénierie, Ed. du renouveau pédagogique, 2009, pp 63-64.
- RUBIN E.S., CHEN C., RAO A.B., *Cost and Performance of Fossil Power Plants with CO₂ capture and Storage*, *Energy Policy*, Vol.35 (9), pp. 4444 – 4454.
- SIJM J.P.M., BAKKER S.J.A., CHEN Y., HARMSSEN H.W., LISE W., *CO₂ price dynamics*, Energy Research Centre of the Netherlands, 2005.
- TAVERDET-POPIOLEK N., Guide du choix d'investissement, Ed. d'organisation, 2006.
- KEPLER J.-H., *Dans le sillage des prix énergétiques*, *Tendances Carbone* n°7, octobre 2006.
- WorleyParsons, *Economic assessment of carbon capture and storage techniques: 2011 update*, 2011.
- WorleyParsons, Schlumberger, Baker & McKenzie and EPRI, *Strategic analysis of the global status of CSC*, 2009.
- YANG M., BLYTH W., *Modeling Investment Risks and Uncertainties with Real Options Approach*, a working paper for IEA, 2006.
- ZEP, *The Costs of CO₂ Capture, Post – demonstration CSC in the EU*, 2011.
- ZEP, *The Costs of CO₂ Storage, Post – demonstration CSC in the EU*, 2011.
- ZEP, *The Costs of CO₂ Transport, Post – demonstration CSC in the EU*, 2011.
- www.ifpenergiesnouvelles.fr/
- Deutsche Bank : https://www.db.com/en/content/eu_disclosures_france.htm

ANNEXE 1 : DESCRIPTIF DES TECHNIQUES DE CAPTAGE : PRECOMBUSTION, OXYCOMBUSTION ET POSTCOMBUSTION

1. Captage précombustion

1.1. Principes généraux

L'idée sous-jacente à ce procédé est de décarboner le combustible fossile avant sa combustion. On ne récupère donc pas le CO_2 dans les fumées des cheminées d'usine mais on traite le problème à la source. Cette technique peut être utilisée avec de nombreux combustibles solides ou liquides.

Le processus de captage est le suivant :

- Oxydation partielle en présence d'oxygène (gazéification du charbon, de coke pétrolier) ou vaporeformage⁴ de gaz naturel en présence d'eau. En entrée d'installation, le combustible est ainsi transformé en un gaz de synthèse, mélange de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H_2). L'avantage de l'hydrogène est que sa combustion ne produit pas de CO_2 mais de l'eau.
- Traitement à l'eau de ce gaz de synthèse : le monoxyde de carbone (CO) contenu dans le gaz de synthèse réagit avec l'eau et est transformé en CO_2 et hydrogène (H_2) (étape de shift conversion).
- Le CO_2 est ensuite séparé de l'hydrogène par un process relativement proche du captage post combustion. L'hydrogène peut être utilisé en tant que tel (par exemple dans une raffinerie pour la conversion profonde des bruts lourds), soit en tant que combustible dans un cycle combiné pour la production d'électricité et/ou de chaleur (sans émissions de CO_2), soit encore comme apport à la production de fluides de synthèse.

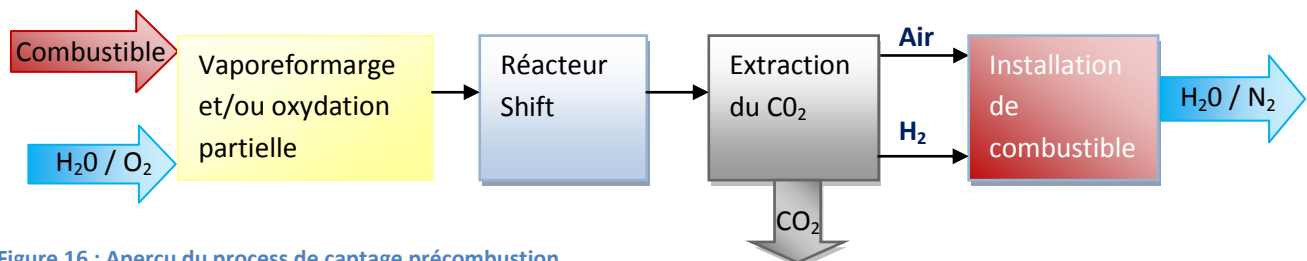


Figure 16 : Aperçu du process de captage précombustion.

Ce process convient plus particulièrement aux centrales charbon à cycle combiné par gazéification intégrée⁵ dans lesquelles le charbon est gazéifié via injection de vapeur et d'oxygène.

⁴ Le vaporeformage est un procédé utilisé pour produire du gaz de synthèse à partir d'un combustible léger (gaz naturel) et de vapeur d'eau. Le vaporeformage du gaz naturel permet d'obtenir les concentrations les plus importantes en hydrogène.

⁵ Dans les centrales avec cycle combiné par gazéification intégrée (IGCC), le charbon (houille ou lignite) est gazéifié à haute température. On obtient alors un gaz de synthèse (CO , H_2 , CO_2 , CH_4) qui est nettoyé puis brûlé dans un cycle combiné. Les rendements d'une telle centrale sont de l'ordre de 40% et les émissions de CO_2 de près de 800g de CO_2 par kWh. Il existe peu de centrales IGCC comparé aux centrales à charbon pulvérisé, car cette technique est complexe et moins flexible.

1.2. Etat actuel de cette technique

Déjà utilisée à l'échelle industrielle, cette technique de captage précombustion est moins énergivore que la postcombustion mais engendre une baisse de rendement évaluée à 8-10 points. Cette dernière est due à la consommation d'énergie lors de la réaction shift⁶.

Ce type de captage est principalement destiné à la production d'électricité par des IGCC, mais aussi à la valorisation des bruts extra-lourds ou des sables asphaltiques ainsi que la production d'intermédiaires pétrochimiques (NH_3 , CH_3OH , carburants liquides).

Avec la précombustion, le concept IGCC a pris un nouvel élan. Les efforts de recherche et développement portent principalement sur la réduction des coûts, la simplification du process et la phase d'intégration globale du procédé.

Néanmoins, en raison des CAPEX élevés d'une centrale charbon avec captage précombustion au regard d'une centrale charbon traditionnelle, la filière IGCC peine aujourd'hui à trouver un nouvel élan. Pour certains, la précombustion pour centrale de type polygénération (production d'électricité, de chaleur, d'hydrogène et de fluides synthétiques) aurait plus de potentiel. D'ailleurs, Coach, projet financé dans le cadre du 6^{ème} PCRD de la Commission européenne, a été récemment lancé suite à l'accord de coopération signé entre l'Union européenne et la Chine portant sur la lutte contre le changement climatique. Il regroupe 20 partenaires (industriels, centres de recherche, administrations), dont 8 chinois. Ce projet a pour objectif d'établir le cahier des charges d'un démonstrateur de captage de CO_2 sur une centrale thermique au charbon de type polygénération, avec stockage dans un réservoir pétrolier, en Chine.

2. Captage oxycombustion

2.1. Principes généraux

Dans un schéma classique de combustion, on utilise de l'air ce qui génère un volume important de fumées où le CO_2 est dilué. Son extraction est alors coûteuse.

Avec l'oxycombustion, on accroît la teneur en CO_2 des fumées en brûlant le combustible fossile à l'oxygène pur. Les fumées obtenues sont plus concentrées en dioxyde de carbone (90 %), ce qui permet de le séparer, sous pression et avec condensation de l'eau, à moindre coût.

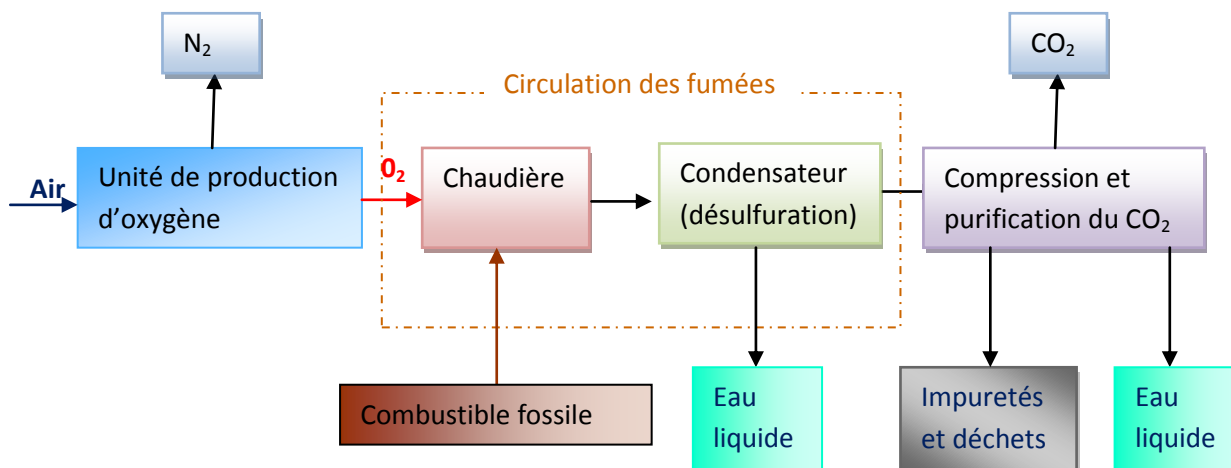


Figure 17 : Aperçu du processus de captage par oxycombustion.

L'oxycombustion présente l'avantage de pouvoir être mise en œuvre sur les installations existantes (centrales à charbon pulvérisé ou cycle combiné gaz notamment). Cependant, cette adaptation s'effectuera au prix de coûteuses modifications des chaudières et de leur fonctionnement. En revanche,

⁶ la production d'oxygène, et l'étape de gazéification du combustible sont énergivores mais déjà présentes sans captage.

il semblerait que les modifications des chaudières et de leur opération soient moindres qu'initialement craint.

2.2. Etat actuel de cette technique

Cette technique de captage présente un état de développement moins avancé que le captage postcombustion et en est, pour l'heure, au stade de démonstration.

La principale application visée par ce process de captage est la production électrique en centrale thermique au charbon.

Cette technique serait potentiellement plus avantageuse que les autres process de captage en termes de coûts et d'efficacité énergétique, mais une difficulté doit être surmontée : l'alimentation continue de l'installation en oxygène pur.

Située en amont du processus, l'extraction de l'oxygène de l'air est, de fait, l'étape la plus énergivore. Cette dernière est souvent obtenue par distillation cryogénique, un process coûteux et fortement consommateur d'énergie. A titre indicatif, l'apport en oxygène pur pour une centrale à charbon d'une puissance de 500 MW fonctionnant 8 000 heures par an représenterait 15 % de sa production électrique annuelle. Une technique prometteuse, et beaucoup plus efficace, est toutefois envisagée pour l'extraction de l'oxygène de l'air : la combustion dite en boucle chimique (chemical looping combustion). Elle consiste à apporter l'oxygène de l'air sur un support métallique qui, en circulant, transfère l'oxygène. Plus concrètement, la boucle chimique se compose de deux réacteurs reliés entre eux. Dans le premier, le métal s'oxyde au contact de l'air. Cet oxyde métallique est injecté dans le second réacteur, la chambre de combustion, en présence du combustible. Le combustible consomme alors l'oxygène porté par le métal, le transformant en un mélange de CO₂ et d'eau, facilement séparables. Le métal ainsi régénéré est réinjecté dans le premier réacteur et un nouveau cycle peut commencer. Cette boucle chimique permet de réduire le contenu énergétique du process ainsi que les coûts de captage mais elle en est au stade de la recherche.

La solution optimale consisterait à ne pas produire de l'oxygène pur.

Des expérimentations sur des projets pilotes et à grande échelle sont donc nécessaires car il n'existe pas encore de centrale thermique de taille industrielle avec captage par oxycombustion et la boucle chimique a seulement été expérimentée en laboratoire.

Exemple de projet actuellement en cours : Callide, en Australie, dans le Queensland. C'est une centrale thermique au charbon d'une capacité nominale de 100 MW qui est convertie à l'oxycombustion pour le captage partiel du CO₂ et stockage en sous-sol.

3. Captage postcombustion

3.1. Principes généraux

Le captage postcombustion consiste à extraire le CO₂ dilué dans les fumées de combustion⁷ grâce à un solvant chimique qui réagit sélectivement à son contact. Le dioxyde de carbone est ensuite séparé du solvant à l'aide d'un processus de régénération thermique.

Positionné en aval du procédé, le captage postcombustion peut s'appliquer au traitement de fumées d'industries diverses : centrales thermiques, cimenteries, sidérurgies... Il peut s'intégrer aux installations existantes sans engendrer d'énormes modifications, à la différence de l'oxycombustion, dès lors que l'espace requis pour le captage du CO₂ est suffisant.

Le procédé le plus couramment utilisé est l'absorption chimique dans un solvant, en général des amines. Mais il existe d'autres procédés : la cryogénie, le cycle calcium (calcium looping), l'adsorption⁸.

⁷ Les fumées des centrales gaz ont une teneur en CO₂ comprise entre 4 et 8% contre 12 à 15% pour les centrales à charbon (AIE, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2010).

3.1.1. Captage par absorption chimique dans un solvant

Le principe du captage par absorption chimique dans un solvant est de faire réagir chimiquement le dioxyde de carbone avec un solvant pour l'isoler du reste des fumées.

Après que le CO_2 a été extrait des fumées, il est séparé du solvant, ce dernier étant ensuite régénéré. Cette dernière étape de régénération est énergivore, et pénalise donc le rendement de la centrale.

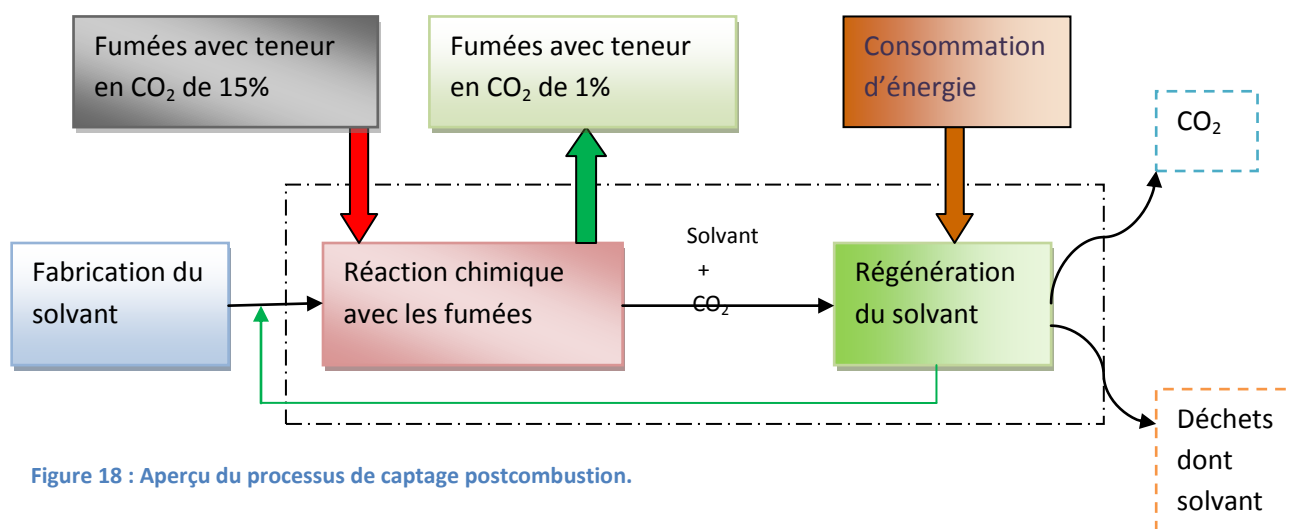


Figure 18 : Aperçu du processus de captage postcombustion.

Le choix du solvant tient compte de plusieurs paramètres :

- La cinétique de réaction,
- La consommation énergétique liée à la régénération du solvant,
- Les réactions chimiques parasites éventuelles qui consomment énergie et solvant.

Le coût énergétique lié à la régénération du solvant s'accroît avec la vitesse de la réaction chimique. A titre d'exemple, dans le captage postcombustion par amines, la régénération du solvant suppose un apport énergétique de 3 à 4 milliards de joules par tonne de CO_2 , principalement sous forme de vapeur d'eau. Pour fournir cette vapeur d'eau, deux solutions existent : l'installation d'une chaudière dédiée à cet usage, ou la récupération de vapeur à partir du réseau basse pression de l'installation. Cette dernière solution permet une meilleure gestion de l'énergie mais est au défi de maintenir un rendement élevé de la centrale.

Afin d'optimiser la cinétique de réaction et contenu énergétique de la régénération, le solvant est souvent un mélange de diverses amines aux propriétés différentes.

3.1.2. Captage cryogénique

Cette technique consiste à séparer le CO_2 des autres gaz de combustion en le solidifiant par givrage. La propriété chimique sous-jacente est que les gaz ont des températures de liquéfaction et de sublimation différentes ; on peut ainsi isoler et récupérer le CO_2 sous forme solide en abaissant la température aux alentours de -100°C .

⁸ L'adsorption est un phénomène de surface par lequel les molécules de gaz ou de liquides se fixent sur les surfaces solides des adsorbants selon divers processus plus ou moins intenses. Les argiles et les zéolites sont de bons adsorbants naturels. Le charbon actif est un très bon adsorbant.

L'avantage de cette technique est qu'elle ne consomme pas de réactif. Elle est en revanche très énergivore (séchage du gaz et cryogénie) ce qui réduit le rendement de la centrale de manière significative.

La séparation cryogénique du CO₂ peut être utilisée pour la production commerciale de ce gaz mais elle est alors réservée à des mélanges à forte teneur en dioxyde de carbone (plus de 90%). Si la cryogénie est couplée avec une méthode d'adsorption chimique, elle permet une efficacité de capture de 90% dans des fumées avec une teneur en CO₂ de 10 à 13%, tout en diminuant la consommation énergétique du procédé.

3.1.3. Captage par cycle calcium

Ce procédé consiste à capter le CO₂ par de la chaux vive afin de produire du calcaire. Celui-ci est ensuite chauffé, ce qui libère le CO₂ et produit à nouveau de la chaux vive.

3.1.4. Captage par adsorption

La séparation du CO₂ peut également se faire au contact d'un adsorbant solide, généralement à haute température et basse pression. Mais on notera que ce procédé est sujet à la même problématique énergétique que l'absorption puisque le CO₂ est ensuite désorbé (et l'adsorbant régénéré) par abaissement de la pression ou augmentation de la température ce qui consomme beaucoup d'énergie.

Pour pallier ce problème, il reste une piste à explorer : l'adsorption électrique variable. Cette technique utilise les fibres de carbone activées comme adsorbant. Le passage d'un courant électrique provoque la désorption du CO₂ sans dépressurisation ni montée en température, réduisant ainsi fortement le contenu énergétique du captage.

Ce dernier peut également s'effectuer à travers une membrane poreuse. Cependant, à l'heure actuelle, il n'existe aucune membrane ayant les propriétés adéquates qui soit commercialement disponible.

3.2. Etat actuel de cette technique

Pour l'heure, la technique de captage postcombustion avec solvant est la technique la mieux maîtrisée car appliquée à l'échelle industrielle (industries pétrolières et gazières surtout) depuis plusieurs décennies. Néanmoins, la difficulté est d'adapter cette technologie de captage à des fumées dont le niveau d'impureté est supérieur ce qui la rend plus difficile.

La principale application visée est le traitement de fumées issues d'industries diverses, des centrales thermiques aux cimenteries en passant par les sidérurgies.

Le principal défi auquel elle doit faire face est la régénération du solvant à un coût énergétique et économique acceptable. La chaleur requise pour la régénération du solvant varie entre 4,4 MJ/kg de CO₂ et 3,3 MJ/kg CO₂ pour les systèmes les plus récents. La valeur la plus faible correspond aux centrales à charbon ; effectivement, les fumées des centrales à gaz ayant une teneur moins élevée en CO₂, la régénération du solvant est plus énergivore. En prenant en compte l'ensemble des besoins énergétiques intrinsèques à ce processus de captage, la perte globale d'efficacité est de 10 points.

Diverses recherches sont actuellement menées pour réduire cette perte de rendement des centrales avec CSC : cryogénie, adsorption... Diminuer, par exemple, la consommation énergétique liée à la régénération du solvant de 3,2 GJ/t à 2 GJ/t de CO₂ (objectif 2030 voir tableau ci-dessous) réduirait la perte globale d'efficacité de 10 à 8 points.

ANNEXE 2 : QUELQUES DEFINITIONS

1. Annuité d'investissement en €/MWh (\$/MWh)

L'annuité d'investissement consiste à ramener le montant de l'investissement effectué à l'année 0 à un montant constant, exprimé en €/MWh (respectivement en \$/MWh), qui serait versé sur toute la durée de vie du projet (qui est égale à la durée de vie de la centrale).

PARK Chans S. [*Analyse économique en ingénierie*, Editions du renouveau pédagogique, 2009, p63-64] donne la formule suivante :

$$\text{Annuité constante} = \frac{\text{Investissement}}{\sum_{k=0}^n \frac{1}{(1+\text{Taux d'actualisation})^k}} \quad [1]$$

Soit :

$$\frac{\text{Total Plant cost}(\text{€/kW}) \times 1000}{8760 (\text{heures}) \times \text{Facteur de capacité} (\%) \times \sum_{k=0}^n \frac{1}{(1+\text{Taux d'actualisation})^k}} \quad [2]$$

On utilise cette formule.

2. Coût de revient économique (CRE ou LCoE) €/MWh (\$/MWh)

Définition

Le coût de revient économique (CRE) est un équivalent de l'ensemble des coûts associés à un projet d'investissement. On l'appelle aussi coût complet ou LCoE (Levelized Cost of Electricity en anglais).

Définir un coût de revient annuel consiste à définir l'annuité constante équivalente à la somme actualisée des coûts d'investissement et d'exploitation.

Le coût de revient économique unitaire s'interprète comme le prix de vente minimum avant impôt de la production, ici l'électricité, pour que le projet soit rentable. Il s'obtient en faisant le produit de la somme des dépenses actualisées sur la somme des productions actualisées. Si le prix de vente du produit (de l'électricité par exemple) est supérieur au LCoE, alors la VAN du projet d'investissement est positive ce qui signifie qu'il est rentable. C'est que l'on retrouve dans la formule de l'AIE (voir ci-dessous).

Calcul de référence

Dans son document *Projected Costs of Generating Electricity* (2010, p34), l'AIE donne la formule suivante :

$$CRE = P_{\text{Electricity}} = \frac{\sum_t \frac{\text{Investment}_t + O\&M_t + \text{Fuel}_t + \text{Carbon}_t + \text{Decommissioning}_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{\text{Electricity}_t}{(1+r)^t}} \quad [3]$$

Où:

Investment : Coût d'investissement à l'année t (€)

O&M_t : Coûts d'opération et maintenance à l'année t (€)

Fuel_t : Coût du combustible à l'année t (€)

Carbon_t : Coût du carbone à l'année t (€)

Decommissioning_t : Coût de démantèlement à l'année t (€)

Electricity_t : Electricité produite à la date t (MWh)

P_{Electricity} : Prix constant de l'électricité (€/MWh)

r : Taux d'actualisation

Les coûts que nous considérons lors du calcul du LCoE sont constants au cours du temps. Par souci de simplification et de comparabilité des résultats (*ceteris paribus*), nous prenons les hypothèses suivantes :

la production électrique est constante sur la durée de vie du projet tout comme les O&M/le prix du combustible/le coût de la tonne de CO₂/les coûts de transport et de stockage du carbone. Par ailleurs, les coûts de démantèlement sont considérés comme nuls, l'information étant généralement non disponible dans les études. De ce fait, la formule ci-dessus se simplifie comme suit :

$$CRE = P_{Electricity} = \frac{Investment + O\&M + Fuel + Carbon + Decommissioning}{Electricity} [4]$$

Soit :

$$CRE = P_{Electricity} = Investment (\text{€/MWh}) + O\&M (\text{€/MWh}) + Fuel (\text{€/MWh}) + Carbon (\text{€/MWh}) [5]$$

Cette formule fait référence. C'est celle que nous utilisons.

3. Facteur d'émission en tCO₂/MWh

Le facteur d'émission d'une centrale désigne la quantité de CO₂ qui est émise (en tonne) au regard de sa production électrique horaire (MWh).

Il se calcule comme suit :

$$\frac{\text{rendement PCI de la centrale de référence}}{\text{rendement PCI de la centrale avec CCS}} \times \text{Contenu carbone du combustible (en t/MWh)}$$

Pour une centrale à charbon noir sans dispositif CSC, la valeur du facteur d'émission avoisine **0.7 tCO₂/MWh**, contre **0.9 tCO₂/MWh pour la même centrale avec dispositif de captage** (le rendement étant inférieur, la centrale consomme plus de combustible ce qui explique un facteur d'émission supérieur).

Pour une centrale fonctionnant avec de la raw lignite (respectivement dried lignite), le facteur d'émission est de 0.91 tCO₂/MWh (respectivement 0.82) et passe à 1.17/1.21 tCO₂/MWh (respectivement 1.03/1.04) avec un système de captage du CO₂ émis.

Pour une centrale gaz sans dispositif CSC, le facteur d'émission est proche de **0.3 tCO₂/MWh** puis passe à **0.4 tCO₂/MWh lorsqu'on lui adjoint un système de captage**.

ANNEXE 3 : TABLEAUX DETAILLES

Tableau synthétisant les principales données technico-économiques directement issues des études considérées

Horizon 2015	Unité	Charbon				gaz	
		Centrale de réf.	Captage postcombustion	Captage précombustion	Captage oxycombustion	Centrale de réf.	Captage postcombustion
Overnight cost	€/kW	[1619 ; 2818] [DoE ; WorleyParsons]	[2720 ; 3761] [AIE ; WorleyParsons]	[2680 ; 3682] [AIE ; WorleyParsons]	[2880 ; 4060] [AIE ; ZEP]	[467 ; 626] [DoE ; AIE]	[981 ; 1394] [DoE ; ZEP]
<i>Δ Overnight cost par rapport à la centrale réf.</i>	%	X	[55% ; 80%]	[31% ; 93%]	[61% ; 137%]	X	[61% ; 115%]
O&M	€/MWh	[6 ; 12] [AIE ; DoE]	[14 ; 26] [ZEP ; AIE]	[14 ; 23] [WorleyParsons ; AIE]	[10 ; 26] [WorleyParsons ; AIE]	[3 ; 6] [DoE ; ZEP]	[6 ; 13] [WorleyParsons ; AIE]
<i>Δ O&M par rapport à la centrale réf.</i>	%	X	[60% ; 100%]	[34% ; 114%]	[86% ; 94%]	X	[82% ; 422%]
Rendement	%	[41% ; 46%] [WorleyParsons ; ZEP]	[28% ; 38%] [WorleyParsons ; ZEP]	[32% ; 36%] [DoE ; ZEP]	[30% ; 36%] [WorleyParsons ; AIE]	[56% ; 58%] [DoE ; ZEP]	[47% ; 49%] [DoE ; AIE]
<i>Δ Rendement par rapport à la centrale réf.</i>	%	X	[- 30% ; - 17%]	[- 26% ; - 22%]	[- 23% ; - 18%]	X	[- 17% ; - 10%]
LCoE ou LCoE	€/MWh	[40 ; 71] [DoE ; WorleyParsons]	[73 ; 102] [DoE ; WorleyParsons]	[75 ; 98] [DoE ; WorleyParsons]	[78 ; 94] [AIE ; WorleyParsons]	[40 ; 72] [DoE ; ZEP]	[59 ; 104] [DoE ; ZEP]
<i>Δ LCoE par rapport à la centrale réf.</i>	%	X	[73% ; 81%]	[35% ; 95%]	[63% ; 110%]	X	[33% ; 49%]
Prix de switch intratechnique	€/tCO ₂	X	[52 ; 64] [ZEP ; WorleyParsons]	[37 ; 55] [DoE ; ZEP]	[47 ; 75] [AIE ; ZEP]	X	[58 ; 124] [AIE ; ZEP]

Tableau 18 : Synthèse des principales données technico-économiques des études analysées

Tableau comparant les principaux facteurs technico-économiques utilisés par les études considérées pour les centrales gaz et charbon

		Centrale charbon postcombustion				Centrale charbon précombustion				Centrale charbon oxycombustion			Centrale gaz postcombustion				Valeurs retenues
		ZEP	AIE	DoE – NETL	WorleyParsons	ZEP	AIE	DoE – NETL	WorleyParsons	ZEP	AIE	WorleyParsons	ZEP	AIE	DoE – NETL	WorleyParsons	
<i>Année de réf. de l'étude</i>		2009	2008	2007	2010	2009	2008	2007	2010	2009	2008	2010	2009	2008	2007	2010	2011
Facteur de capacité	%	85	85	80	85	85	85	80	85	85	85	85	85	85	85	85	85%
Taux de captage	%	90	85	90	90	90	85	90	90	90	90	90	86	85	90	90	90%
Durée de construction	Ans	n/a	4	5	4	n/a	4	5	4	n/a	4	4	n/a	2	3	3	4 ans charbon 2 ans gaz
Durée de vie du projet	Ans	40	40	30	30	40	40	30	30	40	40	30	25	25	30	30	40 ans charbon 25 ans gaz
Prix du combustible	\$/GJ	3	3.6	1.7	2.61	3	3.6	1.7	2.61	3	3.6	2.61	10	9.76	6.9	7.4	Charbon : 2015 : 4.34 (108.5 \$ ₂₀₁₁ /t) 2030 : 4.56 (114 \$ ₂₀₁₁ /t) Gaz : 2015 : 11.61 (11 \$ ₂₀₁₁ /MMBtu) 2030 : 12.87 (12.2 \$ ₂₀₁₁ /MMBtu)
Taux d'actualisation	%	8	8	9.1	8.8	8	8	9.1	8.8	8	8	8.8	8	8	9.1	8.8	8%
Rendements	%	38%	36%	29%	28%	36%	35%	32%	33%	35%	36%	30%	48%	49%	47%	48%	Charbon réf. : 45% (2015) et 49% (2030) Charbon CSC : 36% (2015) et 40% (2030) Gaz réf. : 60% (2015) et 63% (2030) Gaz CSC : 52% (2015) et 55% (2030)

Tableau 19 : Comparaison des principaux facteurs technico-économiques utilisés par les études considérées pour les centrales gaz et charbon

Tableau synthétisant les données et résultats tirés des études CSC après normalisation des paramètres technico-économiques

	Unité	Horizon temporel	Centrale charbon réf.	Captage postcombustion	Captage précombustion	Captage oxycombustion	Centrale gaz réf.	Centrale gaz Postcombustion	Centrale gaz oxycombustion
Overnight cost	€ ₂₀₁₁ /kW	2015	Supercritique : [1283 ; 1600] [ZEP ; AIE] IGGC : [1660 ; 2161] [DoE ; WorleyParsons]	[2145 ; 2858] [ZEP ; WorleyParsons]	[2436 ; 2817] [AIE ; ZEP]	[2618 ; 3045] [AIE ; ZEP]	[507 ; 654] [DoE ; AIE]	[1064 ; 1430] [DoE ; ZEP]	1163 AIE
	€ ₂₀₁₁ /kW	2030	1384 AIE	1963 AIE	1963 AIE	2109 AIE	582 AIE	836 AIE	-
Δ Overnight cost par rapport à la centrale réf.	%	2015	-	[55% ; 81%] [AIE ; WorleyParsons]	[30% ; 93%] [WorleyParsons ; ZEP]	[64% ; 137%] [AIE ; ZEP]	-	[61 ; 133] [AIE ; ZEP]	88% AIE
	%	2030	-	42% AIE	42% AIE	53% AIE	-	44% AIE	-
O&M	€ ₂₀₁₁ /MWh	2015	Supercritique : [5 ; 12] [AIE ; DoE] IGCC : [15 ; 23] [WorleyParsons ; DoE]	[11 ; 19] [AIE ; DoE]			[3 ; 6] [WP ; ZEP]	[5 ; 13] [WP ; ZEP]	22 AIE
	€ ₂₀₁₁ /MWh	2030	6 AIE	14 AIE	14 AIE	14 AIE	4 AIE	9 AIE	-
Δ des O&M par rapport à la centrale réf.	%	2015	-	[60% ; 126%] [WorleyParsons ; AIE]	[34% ; 126%] [DoE ; AIE]	[86% ; 126%] [ZEP ; AIE]	-	[82% ; 101%] [WP ; AIE]	-
	%	2030	-	126% AIE	126% AIE	126% AIE	-	126% AIE	-
LCoE avec T/S	€ ₂₀₁₁ /MWh	2015	[56 ; 62] [ZEP ; DoE]	[92 ; 103] [ZEP ; WorleyParsons]	[98 ; 110] [AIE ; DoE]	[97 ; 107] [WP ; ZEP]	[68 ; 72] [DoE ; ZEP]	[90 ; 103] [DoE ; ZEP]	-
	€ ₂₀₁₁ /MWh	2030	54 €/MWh AIE	93 €/MWh AIE	- -	95 €/MWh AIE	72 €/MWh AIE	98 €/MWh AIE	-
Δ LCoE avec T/S par rapport à la centrale réf.	%	2015	-	[65% ; 69%] [DoE ; AIE]	[43% ; 78%] [WP ; ZEP]	[73% ; 92%] [AIE ; ZEP]	-	[34% ; 44%] [DoE ; ZEP]	39% AIE
	%	2030	-	63% AIE	63% AIE	68% AIE	-	34% AIE	-
LCoE sans T/S	€ ₂₀₁₁ /MWh	2015	[56 ; 62] [ZEP ; DoE]	[89 ; 97] [AIE ; DoE]	[88 ; 106] [AIE ; DoE]	[91 ; 101] [WorleyParsons ; ZEP]	[68 ; 72] [DoE ; ZEP]	[87 ; 99] [WP ; ZEP]	98 AIE
	€ ₂₀₁₁ /MWh	2030	54 AIE	78 AIE	78 AIE	81 AIE	72 AIE	88 AIE	-

Tableau 20 : Synthèse des données et résultats tirés des études CSC après standardisation des paramètres technico-économiques

Tableau synthétisant les prix de switch calculés pour les différentes études analysées

Prix de switch	Unité	Horizon de l'étude	Centrale charbon de référence	Centrale charbon postcombustion	Centrale charbon précombustion	Centrale charbon oxycombustion	Centrale gaz de référence	Centrale gaz postcombustion
Prix de switch charbon réf./gaz réf.	€ ₂₀₁₁	2015	[13 ; 39] [DoE ; ZEP]					
	€ ₂₀₁₁	2030	45 AIE					
Prix de switch intra-technique	€ ₂₀₁₁	2015	-	[55 ; 60] [ZEP ; AIE]	[59 ; 68] [AIE ; DoE]	[51 ; 77] [WorleyParsons ; ZEP]	-	[70 ; 103] [DoE ; ZEP]
	€ ₂₀₁₁	2030	-	50 AIE	51 AIE	54 AIE	-	
Prix de switch charbon réf./ gaz CSC	€ ₂₀₁₁	2015	[37 ; 66] [DoE ; ZEP]					
	€ ₂₀₁₁	2030	60 AIE					
Prix de switch gaz réf./ charbon CSC	€ ₂₀₁₁	2015	-	[82 ; 135] [ZEP ; WorleyParsons]	[103 ; 156] [AIE ; DoE]	[111 ; 139] [WorleyParsons ; ZEP]	-	-
	€ ₂₀₁₁	2030	-	57 AIE	59 AIE	68 AIE	-	-

Tableau 21 : Synthèse les différents prix de switch pour les centrales gaz et charbon

ANNEXE 4 : ETUDES DE SENSIBILITE SUR LES PRIX DE SWITCH : RESULTATS DETAILLES

1. Sensibilité sur le taux d'actualisation

Le tableau et les graphiques ci-après résument l'impact d'une variation du taux d'actualisation de +/- 4 points.

Prix de switch	AIE cas de base (8%) [2015]	Taux actualisation de 12%	Variation en %	Taux actualisation de 4 ⁹ %	Variation en %
Charbon réf./Gaz réf.	29	2	-95%	49	68%
Charbon réf./Gaz CSC	54	41	-23%	63	17%
Gaz réf./Gaz CSC	85	90	+5%	80	-6%
Charbon réf./Charbon CSC (postc.)	60	80	35%	47	-22%
Charbon réf./Charbon CSC (oxyc.)	64	87	36%	48	-24%
Charbon réf./Charbon CSC (préc.)	59	78	32%	46	-22%
Gaz réf./Charbon CSC (postc.)	106	195	85%	43	-59%
Gaz réf./Charbon CSC (oxyc.)	115	211	83%	48	-59%
Gaz réf./Charbon CSC (préc.)	103	191	85%	41	-60%

Tableau 22 : Effets d'une variation du taux d'actualisation de +/-4 points sur les prix de switch inter-techniques

⁹ Il s'agit du taux d'actualisation des pouvoirs publics.

Etude de l'IEA, Prix de Switch avec un Scénario de taux d'actualisation à 4%

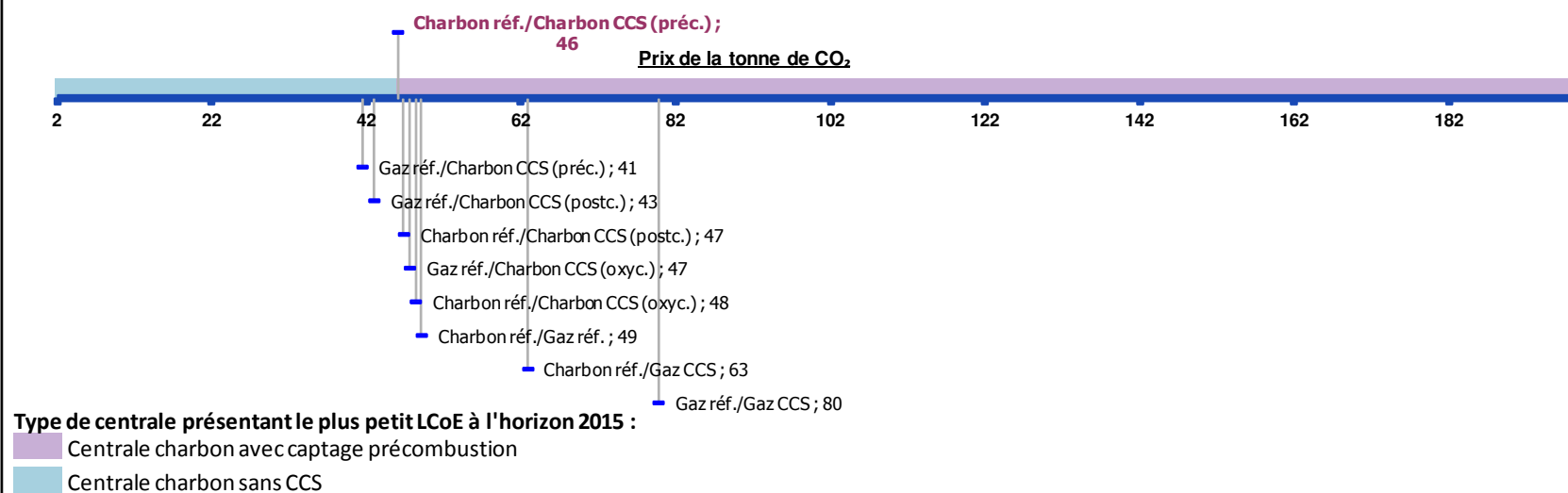


Figure 19 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, taux d'actualisation de 4%

Etude de l'IEA. Prix de Switch avec un Scénario de taux d'actualisation à 12%

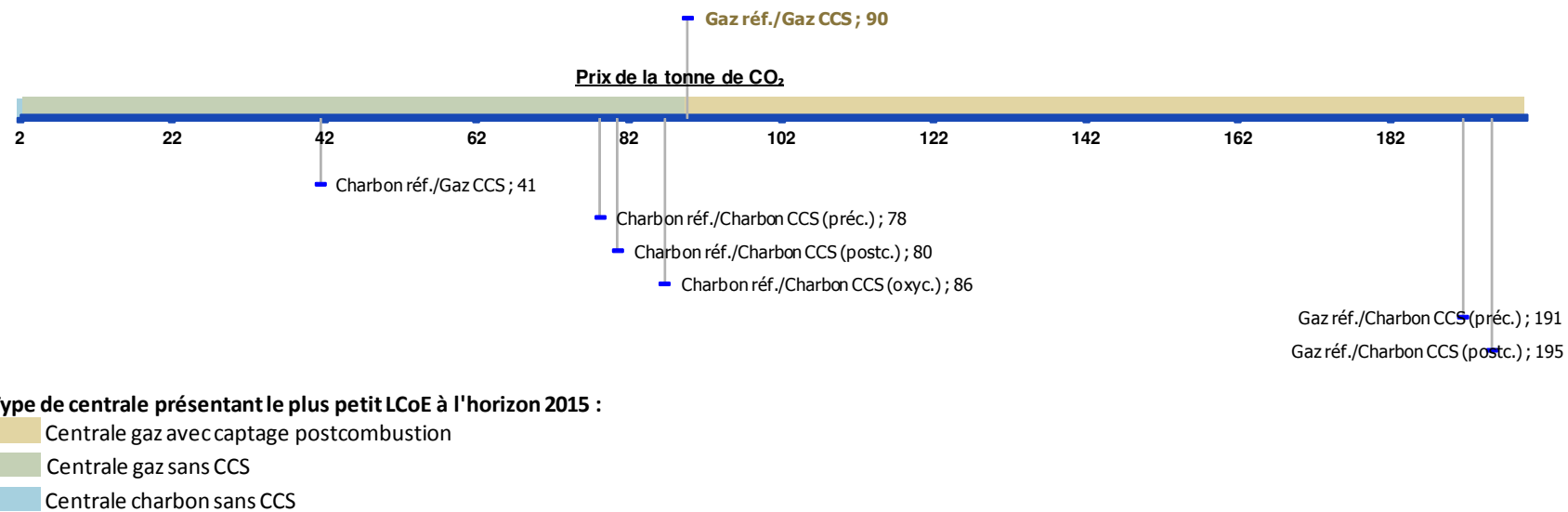


Figure 20 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, taux d'actualisation de 12%

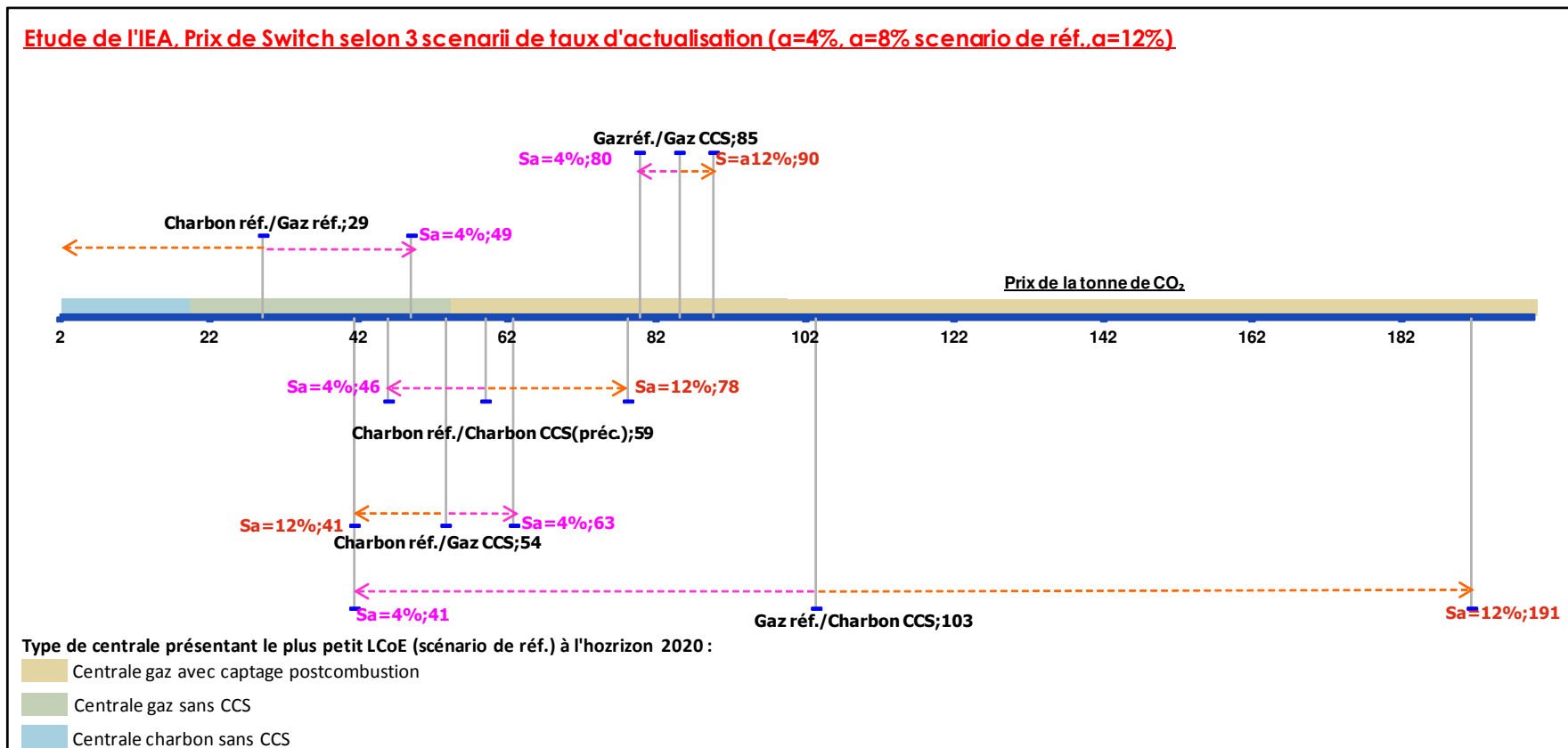


Figure 21 : Impact d'une variation du taux d'actualisation de +/-4 points sur les prix de switch inter-techniques

Lorsque le taux d'actualisation diminue de 8% à 4%, soit le taux d'actualisation des pouvoirs publics, les centrales gaz ne permettent pas de minimiser le LCoE, quelle que soit la valeur du CO₂. Les centrales charbon CSC minimisent le LCoE pour un prix du CO₂ supérieur à 46 € (vs 85 € pour les centrales gaz CSC pour un taux d'actualisation de 8%). Un taux d'actualisation faible favorise donc les centrales charbon et diminue la valeur du prix du CO₂ pour laquelle les centrales charbon CSC minimisent le LCoE.

Lorsque le taux d'actualisation s'accroît de 8% à 12%, les centrales charbon ne permettent pas de minimiser le LCoE (sauf de 0 à 2 €/tCO₂ pour les centrales charbon sans CSC). Le switch de la centrale gaz sans CSC vers la centrale gaz avec CSC est décalé de 85 à 90 €/tCO₂ ce qui est un prix élevé. Un taux d'actualisation élevé favorise donc les centrales gaz, mais augmente la valeur du prix du CO₂ à partir de laquelle les centrales gaz CSC minimisent le LCoE.

2. Sensibilité sur le prix des combustibles

Les tableaux et les graphiques ci-après synthétisent l'impact d'une variation du prix du gaz naturel ou du charbon de +/-20%, toutes choses égales par ailleurs.

Prix de switch	AIE cas de base [2015]	Scénario prix du gaz +20%	Variations en %	Scénario prix du gaz - 20%	Variations en %
Charbon réf./Gaz réf.	29	57	+95%	1	-97%
Charbon réf./Gaz CSC	54	72	+34%	36	-32%
Gaz réf./Gaz CSC	85	90	+6%	80	-6%
Charbon réf./Charbon CSC (postc.)	60	60	-	60	-
Charbon réf./Charbon CSC (oxyc.)	64	64	-	64	-
Charbon réf./Charbon CSC (préc.)	59	59	-	59	-
Gaz réf./Charbon CSC (postc.)	106	65	-38%	146	38%
Gaz réf./Charbon CSC (oxyc.)	115	74	-35%	155	35%
Gaz réf./Charbon CSC (préc.)	103	63	-39%	144	39%

Tableau 23 : Effets d'une variation du prix du gaz naturel de +/-20% sur les prix de switch intra-techniques

Prix de switch	AIE cas de base [2015]	Scénario prix du charbon +20%	Variations en %	Scénario prix du charbon - 20%	Variations en %
Charbon réf./Gaz réf.	29	15	-50%	43	47%
Charbon réf./Gaz CSC	54	47	-12%	61	14%
Gaz réf./Gaz CSC	85	85	-	85	-
Charbon réf./Charbon CSC (postc.)	60	62	-4%	58	-3%
Charbon réf./Charbon CSC (oxyc.)	64	66	-4%	62	-2%
Charbon réf./Charbon CSC (préc.)	59	61	-4%	57	-4%
Gaz réf./Charbon CSC (postc.)	106	131	24%	80	-24%
Gaz réf./Charbon CSC (oxyc.)	115	140	22%	90	-22%
Gaz réf./Charbon CSC (préc.)	103	129	24%	78	-24%

Tableau 24 : Effets d'une variation du prix du charbon de +/-20% sur les prix de switch inter-techniques

Etude de l'IEA. Prix de Switch avec un Scénario de prix du gaz diminué de 20%

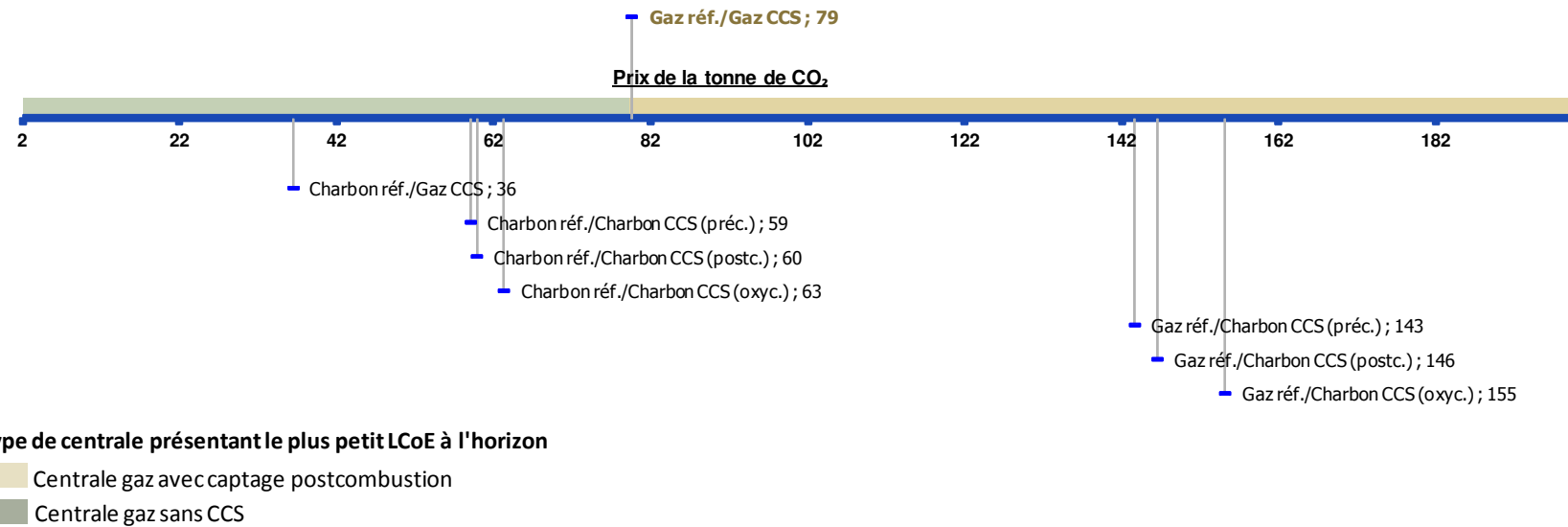


Figure 22 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, prix du gaz diminué de 20%

Etude de l'IEA. Prix de Switch avec un Scénario de prix du gaz accru de 20%

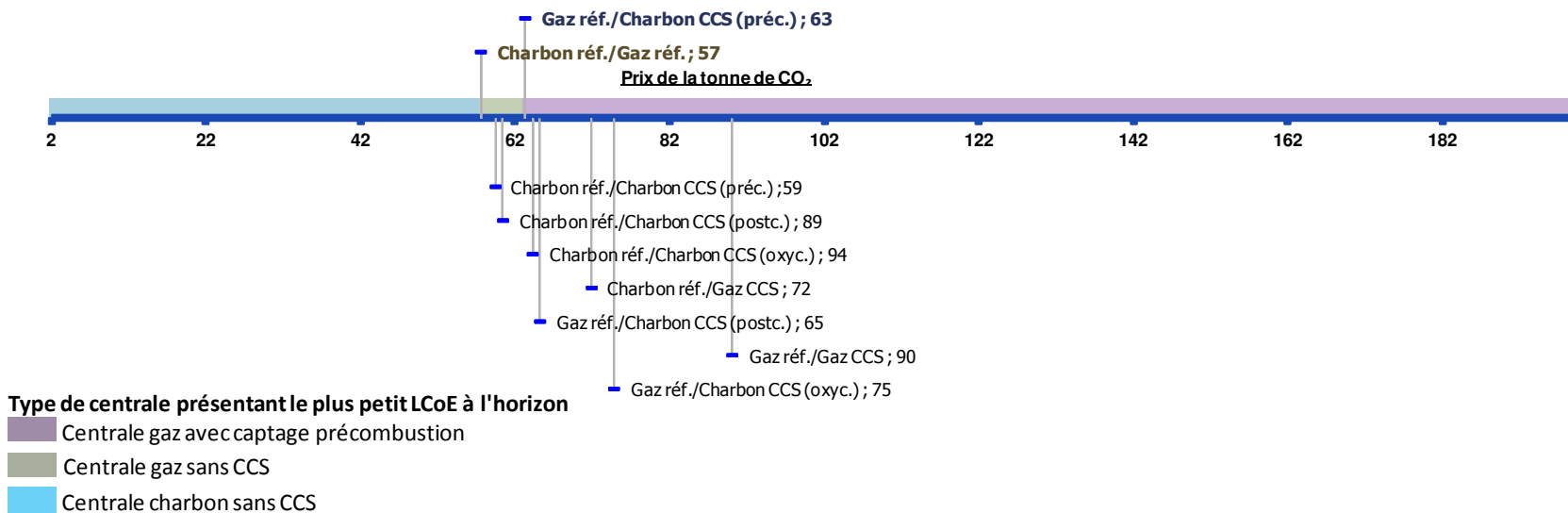


Figure 23 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, prix du gaz accru de 20%

Etude de l'IEA. Prix de Switch selon 3 scenarii prix du gaz (pgaz=+20%, scenario de réf.,pgaz=-20%)

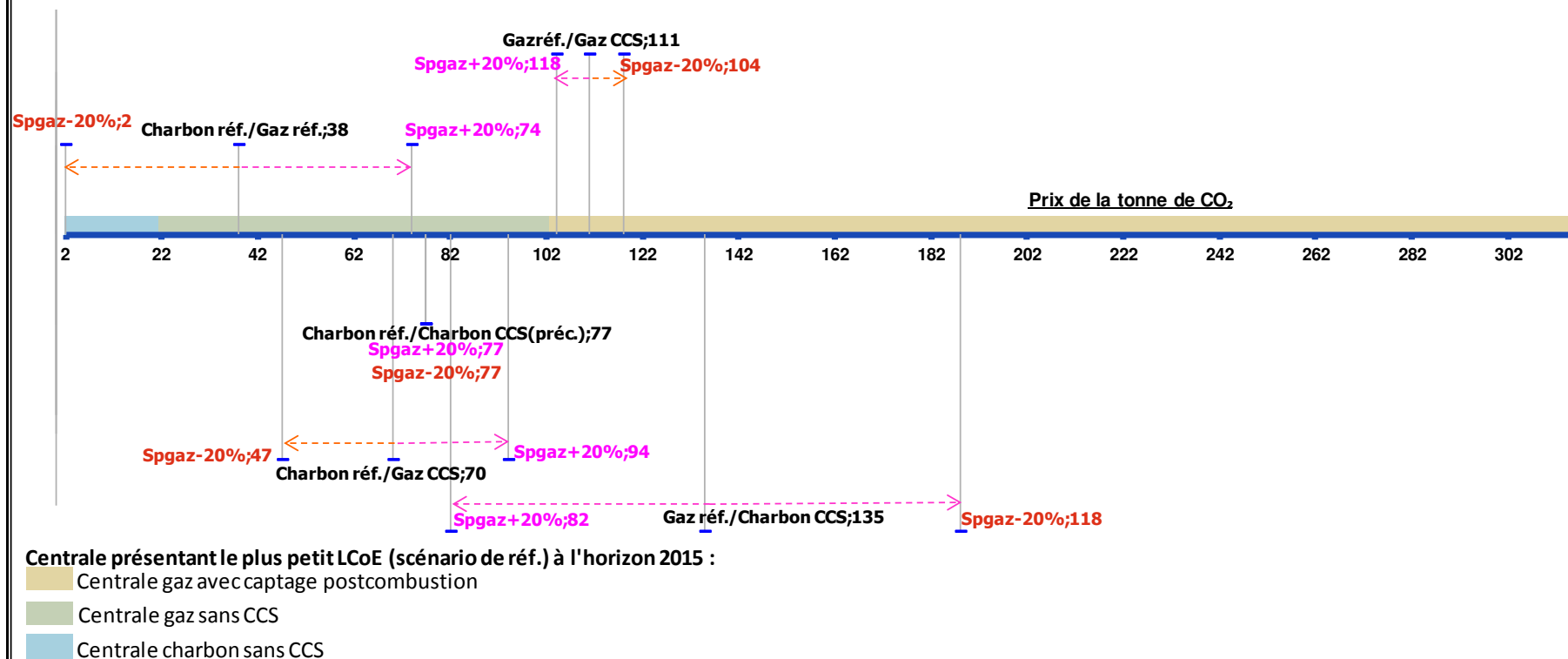


Figure 24 : Impact d'une variation du prix du gaz naturel de +/-20% sur les prix de switch inter-techniques

Lorsque le prix du gaz diminue de 20%, cela favorise, logiquement, les centrales gaz : les centrales charbon (avec et sans CSC) ne permettent pas de minimiser le LCoE (sauf de 0 à 2 €/tCO₂ pour les centrales charbon sans CSC). Le switch de la centrale gaz sans CSC vers la centrale gaz avec CSC se fait plus rapidement : à 79 contre 85 €/tCO₂ ce qui reste un prix élevé.

Lorsque le prix du gaz s'accroît de 20%, les centrales charbon sans CSC minimisent le LCoE pour une fourchette plus large : de 0 à 57 € contre 0 à 29 €. La centrale gaz sans CSC est la plus rentable sur une fourchette de prix du CO₂ plus courte: de 57 à 63 €/tCO₂. Au-delà, ce sont les centrales charbon CSC qui minimisent le LCoE (et non les centrales gaz CSC comme dans le cas de référence). Un prix du gaz plus élevé favorise donc, logiquement, les centrales charbon, avec et sans CSC.

Etude de l'IEA. Prix de Switch avec un Scénario de prix du charbon diminué de 20%

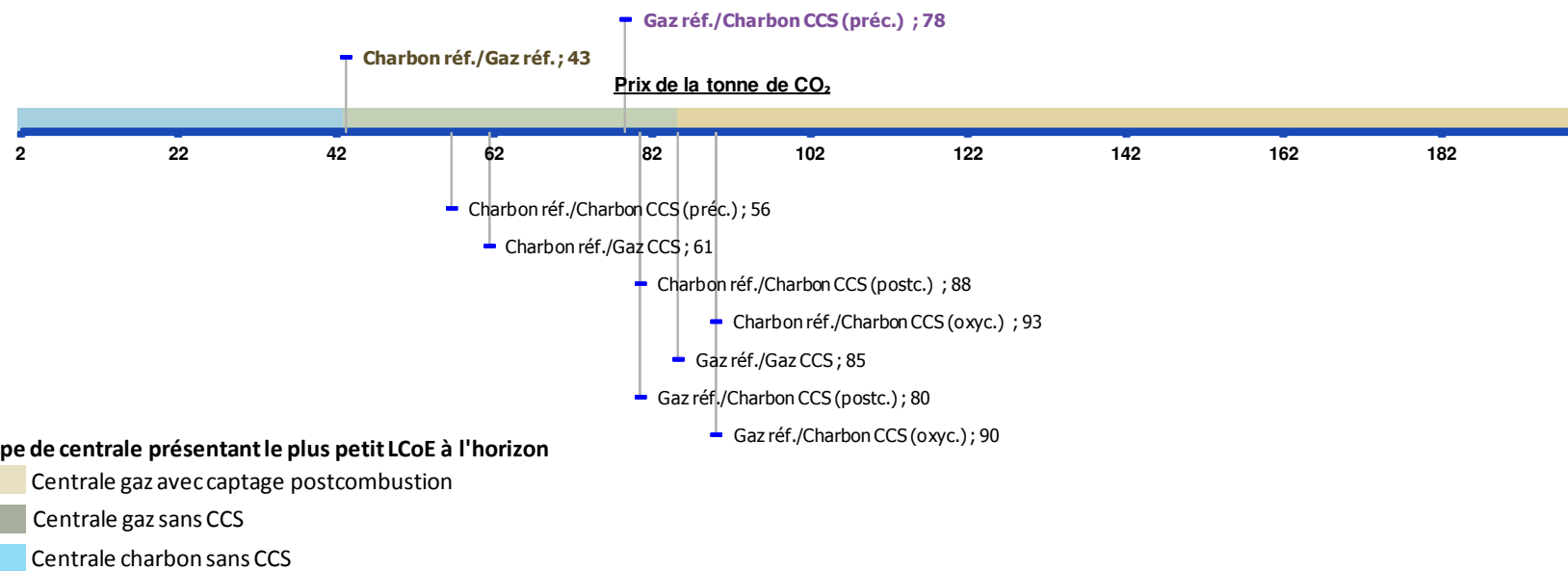


Figure 25 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, prix du charbon diminué de 20%

Etude de l'IEA. Prix de Switch avec un Scénario de prix du charbon accru de 20%

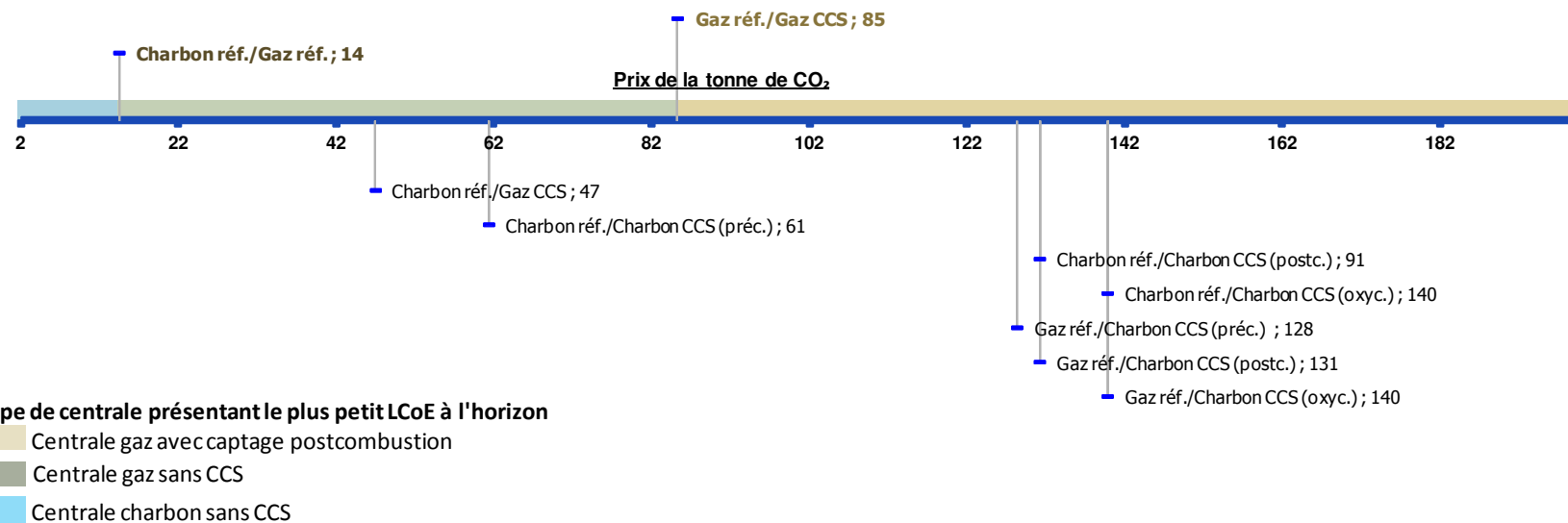


Figure 26 : Classement croissant des centrales suivant leur prix de switch, prix du charbon accru de 20%

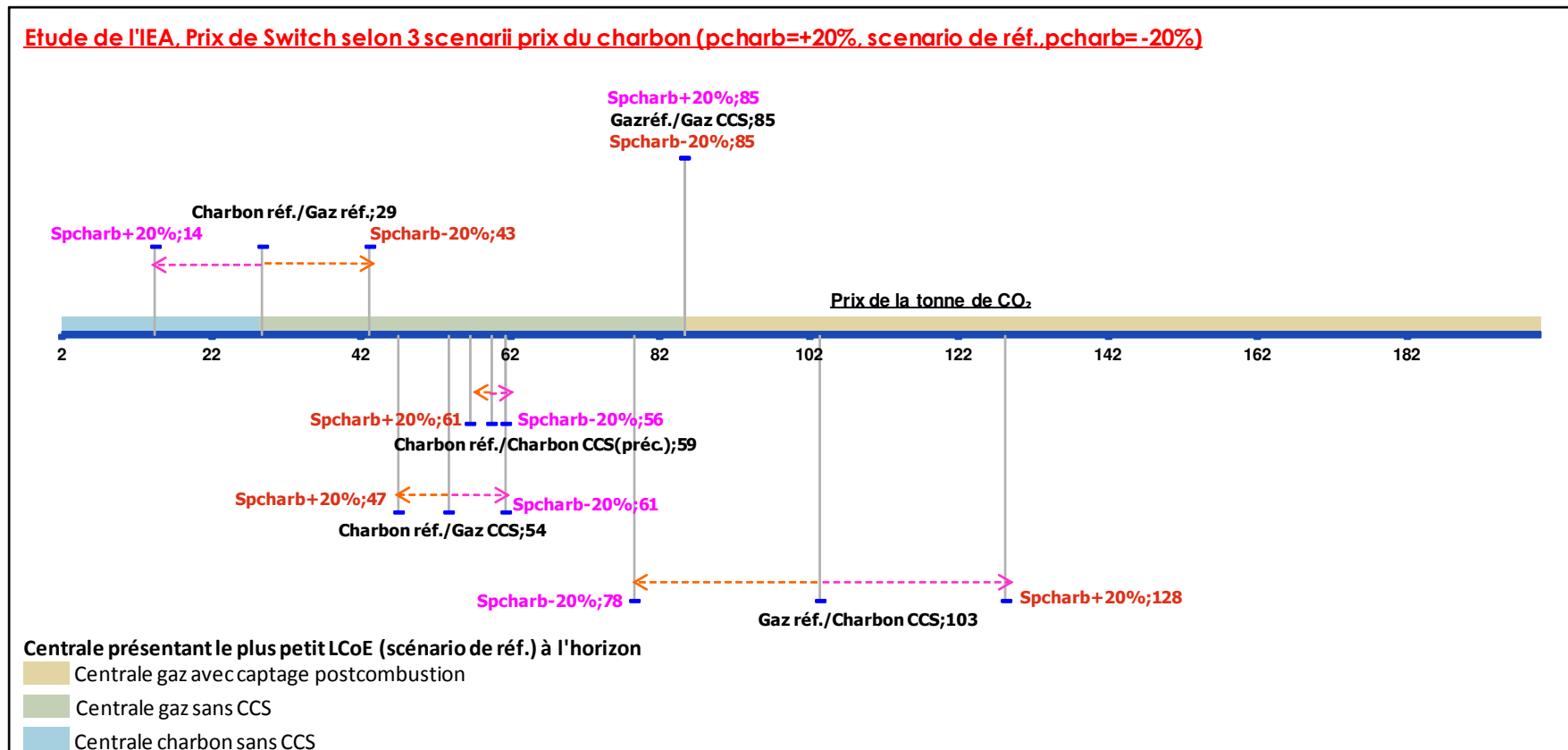


Figure 27 : Impact d'une variation du prix du gaz naturel de +/-20% sur les prix de switch inter-techniques

Lorsque le prix du charbon augmente de 20%, cela favorise, logiquement, les centrales gaz : les centrales charbon sans CSC minimisent le LCoE sur une plage plus courte : de 0 à 14 €/tCO₂ contre 0 à 29 €/tCO₂ dans le cas général. Le switch de la centrale gaz sans CSC vers la centrale gaz avec CSC reste à 85 €/tCO₂ (puisque le prix du gaz naturel est inchangé) et les centrales charbon CSC ne minimisent pas le LCoE, même pour un prix du CO₂ élevé.

Lorsque le prix du charbon diminue de 20%, les centrales charbon sans CSC minimisent le LCoE pour une fourchette plus large : de 0 à 43 € contre 0 à 29 €/tCO₂. Au-delà de 78 €/tCO₂, ce sont les centrales charbon CSC qui minimisent le LCoE (et non les centrales gaz CSC comme dans le cas de référence). Un prix du charbon moins élevé favorise donc, logiquement, les centrales charbon, avec et sans CSC.

Ce n'est donc que pour des prix du charbon inférieurs de 20% au cas de référence (hypothèses WEO 2012), des prix du gaz supérieurs de 20% au cas de référence et pour un taux d'actualisation de 4% que les centrales charbon CSC - et non les centrales gaz CSC - minimisent le LCoE pour un prix du CO₂ suffisamment élevé. On notera toutefois que l'arbitrage charbon CSC vs gaz CSC lorsque le prix du CO₂ est suffisamment élevé n'est pas toujours évident car les prix de switch gaz réf./charbon CSC et gaz réf./gaz CSC sont proches (Cf. Figure 26) et l'incertitude, sur les coûts notamment, forte.

3. Sensibilité sur le facteur de charge

En prenant un facteur de charge de 42%, soit la valeur retenue par l'AIE pour un fonctionnement en semi-base des centrales électriques (vs 85% en base), on observe que :

- Pour un prix du CO₂ très faible (voire nul) le switch s'opère des centrales charbon sans CSC vers les centrales gaz sans CSC contre [15 ; 40 €/tCO₂] en base,
- Le switch charbon sans CSC vers charbon CSC s'opère pour une fourchette de prix du CO₂ supérieure : [80 ; 115 €/tCO₂] vs [60 ; 70 €/tCO₂] en base
- Idem, le switch gaz sans CSC vers gaz CSC s'effectue pour une fourchette de prix de CO₂ plus élevée : [105 ; 140 €/tCO₂] en moyenne vs [90 ; 100 €/tCO₂] en base,

Par conséquent, en semi-base, ce sont les centrales gaz sans CSC qui minimisent le LCoE jusqu'à un prix du CO₂ supérieur à 105-140 € la tonne, et au-delà, ce sont les centrales gaz avec CSC.

Ce prix de switch, très élevé, pose la question de la rentabilité des centrales électriques avec CSC fonctionnant en semi-base. D'autant que nous n'avons pas pris en compte le coût de la moindre flexibilité qu'entraîne un dispositif CSC. Or les centrales gaz, particulièrement, sont parfois choisies pour leur flexibilité de fonctionnement.

4. Sensibilité sur les rendements des centrales gaz et charbon

Cette étude de sensibilité vise à prendre en compte le fait que les coûts des études, bien que projetés à l'horizon 2015, correspondent davantage à des coûts pour l'horizon 2030, en raison, notamment, du retard du développement du CSC.

Pour ce faire, on applique à l'ensemble des centrales les hypothèses de rendement projetées pour 2030, et l'on raisonne toutes choses égales par ailleurs.

Le tableau ci-après synthétise l'impact très marginal d'une variation des rendements des centrales gaz et charbon, avec et sans CSC, sur les prix de switch. Attention, ce résultat est dû au fait que les pénalités de rendement sont constantes (9 points pour le charbon CSC, 8 pour le gaz CSC), le rendement seul étant l'un des paramètres clé du LCoE des centrales CSC.

Prix de switch	AIE cas de base 2015	AIE Rendements 2030 [2015]	Pourcentage de variation
Charbon réf./Gaz réf.	29	28	-3%
Charbon réf./Gaz CSC	54	52	-3%
Gaz réf./Gaz CSC	85	82	-3%
Charbon réf./Charbon CSC (postc.)	60	58	-3%
Charbon réf./Charbon CSC (oxyc.)	64	62	-3%
Charbon réf./Charbon CSC (préc.)	59	57	-3%
Gaz réf./Charbon CSC (postc.)	106	102	-4%
Gaz réf./Charbon CSC (oxyc.)	115	111	-3%
Gaz réf./Charbon CSC (préc.)	103	100	-4%

Tableau 25 : Résultats de l'étude de sensibilité des prix de switch aux rendements

5. Sensibilités sur le taux de captage, la durée d'exploitation et la durée de construction

Les études visant à analyser le degré de sensibilité des prix de switch aux facteurs suivants : taux de captage¹⁰, durée de vie des centrales et durée de construction montrent que ces paramètres ont une influence marginale. C'est ce que soulignent les tableaux ci-après.

Prix de switch	AIE cas de base [2015]	Taux de captage à 85% [vs 90%] en 2015	Pourcentage de variation
Charbon réf./Gaz réf.	29	29	-
Charbon réf./Gaz CSC	54	56	3%
Gaz réf./Gaz CSC	85	90	7%
Charbon réf./Charbon CSC (postc.)	60	64	8%
Charbon réf./Charbon CSC (oxyc.)	64	69	8%
Charbon réf./Charbon CSC (préc.)	59	64	8%
Gaz réf./Charbon CSC (postc.)	106	128	21%
Gaz réf./Charbon CSC (oxyc.)	115	139	21%
Gaz réf./Charbon CSC (préc.)	103	1	21%

Tableau 26 : Sensibilité des prix de switch au taux de captage

¹⁰ Etude de sensibilité sur chaque paramètre pris séparément : on raisonne toutes choses égales par ailleurs.

Prix de switch	AIE cas de base [2015]	Durée de vie gaz - 5 ans	Pourcentage de variation	Durée de vie gaz + 5 ans	Pourcentage de variation
Charbon réf./Gaz réf.	29	31	5%	28	-5%
Charbon réf./Gaz CSC	54	55	3%	53	-1%
Gaz réf./Gaz CSC	85	86	1%	84	-1%
Charbon réf./Charbon CSC (postc.)	60	60	-	43	-
Charbon réf./Charbon CSC (oxyc.)	64	64	-	64	-
Charbon réf./Charbon CSC (préc.)	59	59	-	59	-
Gaz réf./Charbon CSC (postc.)	106	103	-2%	107	1%
Gaz réf./Charbon CSC (oxyc.)	115	112	-2%	116	1%
Gaz réf./Charbon CSC (préc.)	103	101	-2%	105	2%

Tableau 27: Sensibilité des prix de switch aux durées de vie des centrales

Prix de switch	AIE cas de base [2015]	Durée de vie charbon - 5 ans	Pourcentage de variation	Durée de vie charbon + 5 ans	Pourcentage de variation
Charbon réf./Gaz réf.	29	28	3%	29	-
Charbon réf./Gaz CSC	54	53	-	54	1%
Gaz réf./Gaz CSC	85	85	-	85	-
Charbon réf./Charbon CSC (postc.)	60	60	1%	60	-
Charbon réf./Charbon CSC (oxyc.)	64	64	1%	64	-
Charbon réf./Charbon CSC (préc.)	59	60	1%	60	-
Gaz réf./Charbon CSC (postc.)	106	108	2%	104	-1%
Gaz réf./Charbon CSC (oxyc.)	115	117	2%	113	-1%
Gaz réf./Charbon CSC (préc.)	103	106	2%	102	-1%

Tableau 28 : Sensibilité des prix de switch à la durée de vie des centrales charbon

Prix de switch	AIE cas de base [2015]	Durée de construction charbon + 1 an	Pourcentage de variation	Durée de construction gaz + 1 an	Pourcentage de variation
Charbon réf./Gaz réf.	29	24	-18%	31	5%
Charbon réf./Gaz CSC	54	51	-4%	55	4%
Gaz réf./Gaz CSC	85	85	-	86	1%
Charbon réf./Charbon CSC (postc.)	60	62	4%	60	-
Charbon réf./Charbon CSC (oxyc.)	64	66	4%	64	-
Charbon réf./Charbon CSC (préc.)	59	61	4%	59	-
Gaz réf./Charbon CSC (postc.)	106	118	12%	103	-3%
Gaz réf./Charbon CSC (oxyc.)	115	128	11%	112	-3%
Gaz réf./Charbon CSC (préc.)	103	116	12%	100	-3%

Tableau 29 : Sensibilité des prix de switch à la durée de construction des centrales gaz et charbon

On notera que les variations de prix de switch liées à une augmentation de la durée de construction de 1 an sont plus importantes pour les centrales charbon que pour les centrales gaz. Cela peut s'expliquer notamment par le fait que pour les centrales charbon, la durée de construction est sensiblement plus élevée : de 5 ans contre 2 ans pour les centrales gaz. Par conséquent, toute augmentation de la durée de construction se répercute plus fortement en termes de coûts et donc en termes de prix de switch.

Les variations des paramètres suivants : taux de captage, durée d'exploitation des centrales et temps de construction, ont donc une influence très marginale sur les prix de switch intra et inter-techniques. On observe le même schéma de rentabilité que dans le cas de référence : c'est d'abord la centrale charbon sans CSC qui minimise le LCoE, puis, pour un prix du CO₂ suffisamment élevé, les centrales gaz sans CSC, et enfin les centrales gaz CSC.

Série Information et débats

n° 25 • Juin 2013

n° 25 • Juin 2013

Quel prix du CO₂ pour le déploiement des techniques de captage, transport et stockage géologique du CO₂ ?

par Marie Renner

n° 24 • Avril 2013

Pourquoi et comment redresser le système européen des quotas de CO₂

par Christian de Perthuis et Raphaël Trotignon

n° 23 • Avril 2013

EU ETS: Phase 3 benchmarks-based free allocation uncovered

par Stephen Lecourt

n° 22 • Mars 2013

Forest Carbon and Poverty Reduction: Project motivations, methods and the market

par Neil MacEachern

n° 21 • Mars 2013

La « transition énergétique » : Les ambiguïtés d'une notion à géométrie variable

par Christian de Perthuis

n° 20 • Octobre 2012

La forêt dans la finance carbone : reboiser ou éviter de déforester

par Marie-Anne Berne

n° 19 • Octobre 2012

Réduire les émissions de l'agriculture : l'option des légumineuses

par Benjamin Dequiedt

n° 18 • Juillet 2012

Overview of Climate Change Policies and Prospects for Carbon Markets in China

par Wen Wang

Nous contacter:

Chaire Economie du Climat - Palais Brongniart (4^e étage)

28 Place de la Bourse, 75 002 Paris, France

Tel : +33 (0)1 73 01 93 42

Fax : +33 (0)1 73 01 93 28

Email : contact@chaireeconomieduclimat.org

Directeur de la publication : Christian de Perthuis

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

La Chaire Economie du Climat est une initiative de CDC Climat et de l'Université Paris-Dauphine

