

# SOCECO2 - Évaluation technico-économique et environnementale de la filière captage, transport, stockage du CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050 en France

Rapport final

BRGM/RP-57036-FR  
février 2009



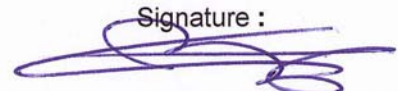
# SOCECO2 - Évaluation technico-économique et environnementale de la filière captage, transport, stockage du CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050 en France

Rapport final

BRGM/RP-57036-FR  
février 2009

**P. Michel, Y. Menard**  
Avec la collaboration de  
**F. Bouvart, P. Coussy (IFP)**

**Vérificateur :**  
Nom : Gaël BELLENFANT  
Date : 28-01-09  
Signature : 

**Approbateur :**  
Nom : Didier BONIJOLY  
Date : 06/02/09  
Signature : 

En l'absence de signature, notamment pour les rapports diffusés en version numérique, l'original signé est disponible aux Archives du BRGM.

**Le système de management de la qualité du BRGM est certifié AFAQ ISO 9001:2000.**

**Mots clés :** CO<sub>2</sub>, Captage, Transport, Stockage, CSC, Modèle, Simulation, Évaluation, Environnement, Économie, Prospective.

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

**Michel P., Menard Y.**, en collaboration avec **Bouvard F. et Coussy P.** (IFP) (2009) – SOCECO2 - Évaluation technico-économique et environnementale de la filière captage, transport, stockage du CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050 en France. BRGM/RP-57036-FR, 89 p., 45 ill., 2 ann.

## Synthèse

Ces dernières décennies ont vu naître une prise de conscience internationale en matière d'environnement. Ainsi, en vue de lutter contre le réchauffement climatique, les gouvernements envisagent plusieurs solutions pour limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de carbone :

- utiliser moins d'énergie (améliorer l'efficacité énergétique) ;
- utiliser des énergies alternatives (énergies renouvelables principalement).

Toutefois, ces mesures sont insuffisantes à court terme. En effet, tout scénario réaliste doit envisager une augmentation de la consommation mondiale de charbon, de pétrole et de gaz à l'avenir, en particulier dans les nations émergentes et nouvellement industrialisées d'Asie.

Le Captage et le Stockage de Carbone (CSC) apparaissent alors comme l'une des solutions techniques les plus prometteuses à court terme. Cette solution technologique consiste à séparer, par des procédés physico-chimiques, le dioxyde de carbone des gaz produits par les grandes centrales thermiques et de le comprimer, pour ensuite le transporter dans un endroit où il pourra être stocké définitivement dans des formations géologiques profondes à terre ou sous l'océan. Les technologies à mettre en œuvre pour réaliser le CSC sont déjà connues, de nombreux projets pilotes l'attestent à travers le monde entier, mais celles-ci doivent être optimisées avant que le CSC ne devienne une technique de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> à part entière.

De nombreux secteurs industriels et entreprises sont intéressés par la technique du CSC. Cependant, de nombreux obstacles doivent encore être surmontés avant de pouvoir déployer cette technique à pleine échelle :

- coût : les coûts liés à la technologie CSC, et en particulier du captage, sont importants. Des efforts de recherche et des développements intensifs sont en cours pour réduire son coût énergétique et économique ;
- sécurité du stockage sur le long terme, problèmes de fuites : l'une des principales questions est de savoir si le CO<sub>2</sub> stocké peut être conservé sans fuite sur de longues périodes. Les projets de stockage actuels comme le projet Sleipner ne conservent du CO<sub>2</sub> que depuis 1996 et ne peuvent donc pas prouver que ce type de stockage est sûr à long terme. Des programmes de recherche européens et internationaux permettent de développer et d'optimiser des outils de surveillance et de prévision du comportement du CO<sub>2</sub> ;
- acceptation du grand public : le soutien du grand public à la technique de CSC sera déterminant. Actuellement, peu d'informations sont disponibles et le grand public se montre donc assez sceptique ;

- sélection des sites de stockage du CO<sub>2</sub> : il faut choisir les sites avec précaution en menant des procédures de qualification optimales et en établissant des critères de sécurité et des outils de suivi et de contrôle. Les projets de recherche foisonnent en Europe, en Australie, aux États-Unis ou au Japon. Ces études permettent d'identifier la capacité des territoires nationaux à stocker le CO<sub>2</sub> et d'établir les coûts prévisionnels de la généralisation de la technologie CSC. D'autre part, d'importants développements sont attendus dans les grands pays émergents comme la Chine, l'Inde ou le Brésil.

Le projet SOCECO2, soutenu financièrement par l'ANR, a pour objectif d'apporter des éléments de réponse aux différentes parties prenantes (néophytes, industriels, élus, associations, régulateurs, etc.) concernant les enjeux et l'acceptabilité sociale du CSC et d'anticiper les conditions dans lesquelles le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> pourraient se développer en France.

La perception sociale du CSC dépend notamment des bénéfices environnementaux que l'on peut en attendre. Or, l'évaluation de ces bénéfices environnementaux doit prendre en compte tous les maillons de la filière depuis le captage jusqu'au stockage. Le travail du BRGM a consisté à modéliser la chaîne du CSC, afin de fournir des éléments de quantification permettant de réaliser une évaluation environnementale et économique du déploiement du CSC à l'échelle du territoire métropolitain français.

À partir d'une définition de scénarios de mise en place du CSC sur le territoire français aux horizons 2020 et 2050, et en sélectionnant les principaux émetteurs industriels qui seraient concernés par cette mise en place, l'objectif est ainsi d'évaluer l'ensemble des coûts et bénéfices environnementaux que l'on peut prévoir en intégrant l'ensemble des maillons de la filière depuis la cheminée de l'émetteur industriel jusqu'au réservoir géologique de stockage. En d'autres termes, il s'agit d'évaluer les implications de la diffusion du CSC en termes : i) de surconsommation énergétique nationale et sectorielle (le captage étant une opération énergétiquement coûteuse), ii) de quantités de CO<sub>2</sub> captables et de quantités de CO<sub>2</sub> potentiellement évitées, iii) d'évolutions des quantités d'émissions gazeuses autre que le CO<sub>2</sub> liées à la mise en place du captage et évidemment iv) en termes de coûts exprimés en euros par tonne de CO<sub>2</sub> évitée.

Afin de réaliser cette évaluation environnementale et économique, le BRGM s'est basé sur les travaux de construction de scénarios menés par l'IFP, partenaire du projet SOCECO2, qui ont abouti à l'identification de 41 sites industriels à l'origine des plus importantes émissions de CO<sub>2</sub> en 2005 sur le territoire français, d'après la base IREP. Les scénarios construits autour de ces sites industriels supposent le déploiement de la chaîne CSC du CO<sub>2</sub> à partir de 2020 sur un groupe de sites sélectionnés parmi ces grands émetteurs en fonction de différents critères. Le domaine d'étude considéré s'étend, en amont, des fumées de combustion en sortie d'usine au réservoir de stockage. Les impacts générés par la chaîne du CSC sont appréciés pour chaque scénario par comparaison à l'état initial de référence sans CSC.

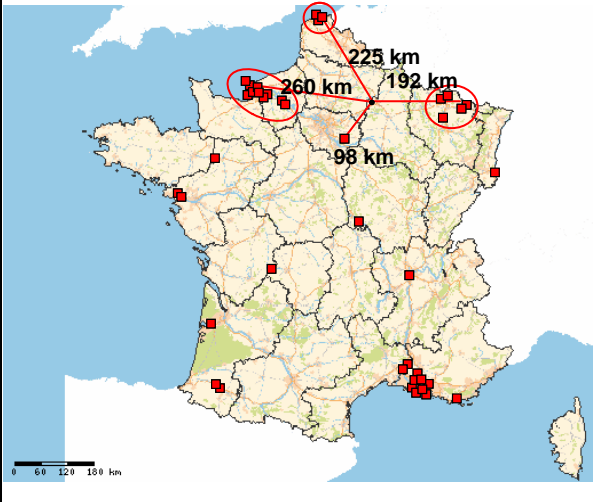
Afin d'évaluer les impacts directs du déploiement du CSC à l'échelle du territoire national, le BRGM a développé un simulateur dédié basé sur la structure de simulation USIM<sup>TM</sup> PAC (Brochot *et al.*, 2002 et Brochot *et al.*, 2006) permettant de calculer les

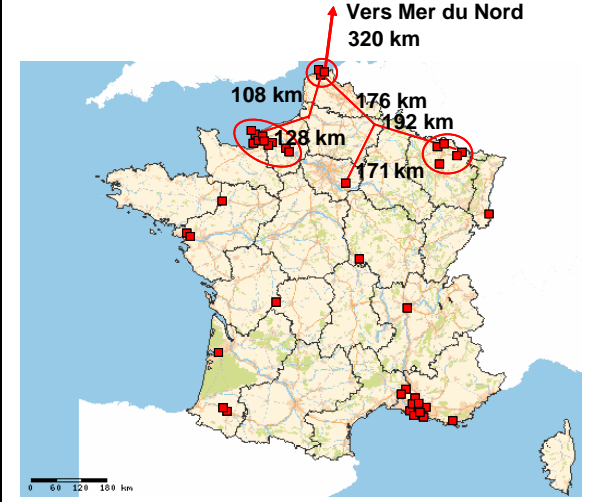
dépenses énergétiques, les émissions de gaz à effet de serre et de polluants gazeux acides tels que le  $\text{NO}_x$  et  $\text{SO}_x$  et de réaliser des bilans économiques pour chaque scénario. Outre la représentation graphique des options de CSC relatives à chaque scénario, le simulateur inclut des modèles spécifiques (cf. partie 2) aux opérations de captage, de transport et de stockage du  $\text{CO}_2$ . Le modèle de captage utilise différentes données d'entrée propres aux sites industriels (débits de  $\text{CO}_2$ , pression partielle de  $\text{CO}_2$ , teneurs en polluants gazeux comme le  $\text{NO}_x$  et  $\text{SO}_x$ , émissions spécifiques de  $\text{CO}_2$  par kWh produit, etc.) aux procédés de captage (énergie consommée par la régénération de solvant, taux de réaction de  $\text{NO}_x$  et des  $\text{SO}_x$  avec le solvant...). Une attention particulière a été portée à l'évaluation des émissions de  $\text{NO}_x$  et de  $\text{SO}_x$ , polluants acides qui contribuent à l'acidification de l'air. Deux critères contraignent l'évaluation des émissions de  $\text{NO}_x$  et de  $\text{SO}_x$  après captage. Il s'agit d'une part de la réglementation qui fixe les rejets de polluants et de solides particulaires des installations de combustion et, d'autre part, d'un critère économique lié à la consommation en solvant du fait de la réaction de ces gaz acides avec le solvant de captage et de la formation de composés chimiques stables. Le modèle de transport calcule les dépenses énergétiques et les coûts liés au transport des volumes de  $\text{CO}_2$  capturés (calcul des pertes de charges et des recompressions éventuelles). Le modèle de stockage calcule lui aussi les dépenses énergétiques, les coûts et les émissions éventuelles associés à un réservoir géologique, pour une profondeur de stockage et un nombre de puits d'injection donnés.

Quatre scénarios de déploiement du CSC en France aux horizons 2020 et 2050 sont envisagés (cf. paragraphe 3.1). Les 41 sites industriels se répartissent géographiquement en 6 groupes (Nord - Pas-de-Calais, Lorraine, Île-de-France/Haute-Normandie, Provence-Alpes-Cote d'Azur, Pays de Loire, Grand Sud-Ouest) et rassemblent 8 grands secteurs d'activité (énergie, raffinage, chimie et pétrochimie, sidérurgie, industrie cimentière, industrie papetière, traitement des déchets et production d'ammoniac). Les scénarios construits par l'IFP pour le projet SOCECO2 sont basés sur l'hypothèse d'un déploiement de la chaîne de captage, transport et stockage du  $\text{CO}_2$  à partir de 2020. On considère pour les scénarios à l'horizon 2020 et 2050 que les sites industriels identifiés sont identiques à ceux de 2005 ou remplacés par des installations du même secteur d'activité qui garantissent que les objectifs de production déterminés par les prévisions de croissance économique sont respectés. À partir des données d'émissions de  $\text{CO}_2$  issues de la base IREP, les émissions des émetteurs pour 2020 et 2050 ont été évaluées sur la base des hypothèses de croissance économique et sur les prévisions d'évolution des émissions spécifiques de  $\text{CO}_2$  de chacun des secteurs d'activité ( $\text{tCO}_2/\text{kWh}$ ,  $\text{tCO}_2/\text{t}$  d'acier, etc.) tenant compte de la progression annuelle de l'efficacité énergétique sur la période considérée (2020-2050). Concernant le transport, pour un groupe d'émetteurs concernés par la mise en place du CSC en 2020 ou 2050, on considère que le  $\text{CO}_2$  capté au sein de ce groupe d'émetteur est transporté via un pipeline unique vers le site de stockage concerné.

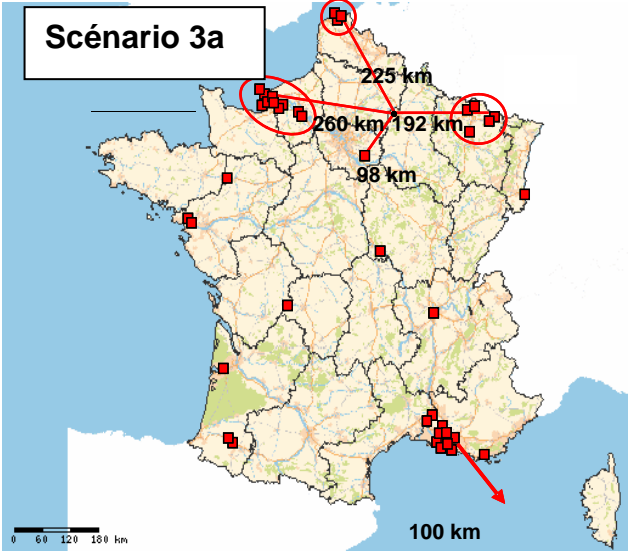
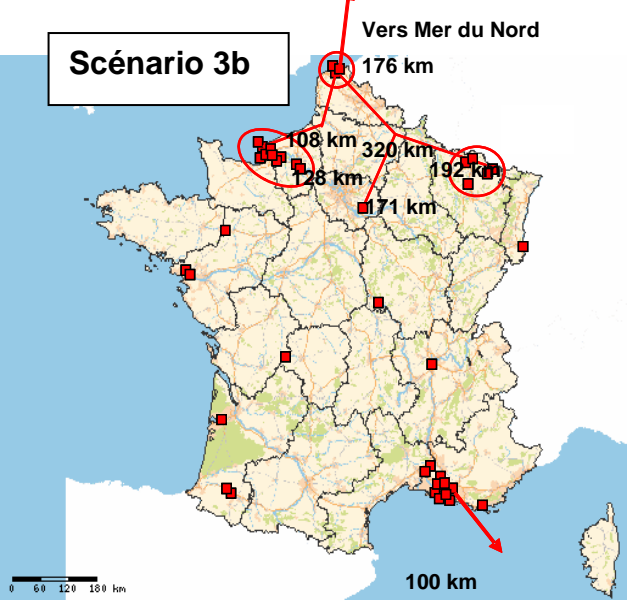
Les sites de stockage envisagés en fonction des différents scénarios incluent l'aquifère (Dogger et Trias) du bassin parisien, un gisement gazier situé en Mer du Nord (upper Hewett et lower Bunter), un aquifère en mer du Nord ainsi qu'un réservoir de stockage situé en mer Méditerranée.

Les scénarios évalués sont repris de façon synthétique dans les schémas suivants :

Scénario 1 - Bassin parisien	Sites de stockage	Émetteurs industriels équipés de captage et distance des émetteurs au site de stockage
	<p>En 2020 <b>Aquifère DOGGER</b></p>	<p>Groupe I (NPCalais) : <b>3 émetteurs</b> 225 km</p> <p>Groupe II (Lorraine) : <b>5 émetteurs</b> 192 km</p>
	<p>En 2050 <b>Aquifère TRIAS</b></p>	<p>Groupe III (IdF/Norm) : <b>6 émetteurs</b> IdF : 98 km Norm : 260 km</p> <p><b>Total : 14 émetteurs</b></p>

Scénario 2 - Mer du Nord	Sites de stockage	Émetteurs industriels équipés de captage et distance des émetteurs au site de stockage
	<p>En 2020 <b>Gisement Mer du Nord</b> (Upper Bunter)</p>	<p>Groupe I (NPCalais) : <b>3 émetteurs</b> 320 km</p> <p>Groupe II (Lorraine) : <b>5 émetteurs</b> 192 + 176 + 320 km</p>
	<p>En 2050 <b>Aquifère Mer du nord</b></p>	<p>Groupe III (IdF/Norm) : <b>6 émetteurs</b> IdF : 171 + 176 + 320 km Norm : 128 + 108 + 320 km</p> <p><b>Total : 14 émetteurs</b></p>



Scénario	Sites de stockage	Émetteurs industriels équipés de captage et distance des émetteurs aux sites de stockage
<p><b>Scénario 3a</b></p> 	<p>En 2020 <b>Idem scénario 1 en 2020 + Aquifère Méditerranée</b></p>	<p>Groupe I (NPCalais), Groupe II (Lorraine), Groupe III (IdF/Norm) : Idem scénario 1 <b>14 émetteurs</b></p>
<p><b>Scénario 3b</b></p> 	<p>En 2020 <b>Idem scénario 2 en 2020 + Aquifère Méditerranée</b></p>	<p>Groupe I (NPCalais), Groupe II (Lorraine), Groupe III (IdF/Norm) : Idem scénario 1 <b>14 émetteurs</b></p>
	<p>En 2050 <b>Idem scénario 1 en 2050 + Aquifère Méditerranée</b></p>	<p>Groupe IV (PACA) : <b>8 émetteurs</b> 100 km <b>Total : 22 émetteurs</b></p>
	<p>En 2050 <b>Idem scénario 2 en 2050 + Aquifère Méditerranée</b></p>	<p>Groupe IV (PACA) : <b>8 émetteurs</b> 100 km <b>Total : 22 émetteurs</b></p>

Si l'on considère l'ensemble des émetteurs industriels de CO<sub>2</sub> pour le scénario 1 (émetteurs équipés ou non d'un système de captage) et l'ensemble des émissions de la filière CSC (transport et stockage inclus), les résultats de simulation indiquent que :

- 74 % des émissions de CO<sub>2</sub> sont attribuables aux émetteurs industriels non équipés de système de captage (17 émetteurs) tel que défini dans le scénario ;
- les 26 % restants sont attribuables aux émetteurs industriels équipés de système de captage (14 émetteurs).

Les quantités de CO<sub>2</sub> émises par le transport et le stockage du CO<sub>2</sub> apparaissent comme anecdotiques par rapport à celles des émetteurs industriels (avec ou sans captage) ; elles s'élèvent à hauteur de 0,004 % pour le transport et de 0,001 % pour le stockage.

Évidemment, du fait de la mise en place du CSC sur un plus grand nombre de sites industriels, il apparaît que les scénarios 3a et 3b aboutissent à un abattement des émissions de CO<sub>2</sub> plus marqué (54,2 % par rapport au cas de base sans captage) que celui des scénarios 1 et 2 (33,6 %)¹. À noter que si l'on se réfère aux seuls émetteurs équipés de système de captage, l'abattement s'élève alors à hauteur de 66 % à 72 % selon les scénarios et l'année de simulation. Ceci indique que si l'on souhaite atteindre un pourcentage de CO<sub>2</sub> évité supérieur à 50 %, il faut obligatoirement déployer la CSC sur la région PACA. De plus, les 54 % d'abattement atteint pour les scénarios 3a et 3b dans ce cas de figure semble constituer une limite que l'on peut difficilement dépasser du fait de la dispersion géographique des émetteurs restants et de l'absence de réservoirs dans un périmètre proche, permettant une séquestration géologique dans des conditions technico-économiques viables. La France ne pourra sans doute pas, comme imposé par la loi énergie du 13 juillet 2005, réduire par 4 ses émissions de CO<sub>2</sub> d'ici à 2050. Une réduction des émissions du secteur industriel d'un facteur 2,1-2,2 serait déjà très ambitieux puisqu'elle supposerait d'aller capter le CO<sub>2</sub> émis par les plus gros émetteurs industriels de la région PACA et de le stocker dans des réservoirs dont on connaît à l'heure actuelle encore mal les caractéristiques.

Les émissions de NO<sub>x</sub> sont supposées s'accroître de 4 à 7 % selon les scénarios en 2020 par rapport au cas de base. En 2050, l'augmentation est moins marquée et comprise entre 2 et 4 %. Concernant les SO<sub>x</sub>, l'augmentation de la consommation de combustible (du fait de la pénalité énergétique de la mise en place d'un système de captage) conduit à une augmentation des émissions de SO<sub>x</sub>. Cependant, à la différence des NO<sub>x</sub>, la réaction des SO<sub>x</sub> avec le solvant de captage est quasi-totale (90 %), d'où une évolution différente des émissions de SO<sub>x</sub> des scénarios par rapport au cas de base. En effet, on peut constater que les émissions de SO<sub>x</sub> suivent celles de CO<sub>2</sub> (diminution de 30 à 47 % en 2020 et de 32 à 49 % en 2050).

---

¹ Tous les émetteurs industriels retenus pour l'étude du déploiement du CSC en France sont ici pris en compte dans la comptabilisation des émissions de CO<sub>2</sub> qu'ils soient ou non équipés d'un système de capture.

Les calculs de consommations énergétiques montrent qu'elles sont essentiellement attribuables à l'étape de captage du CO<sub>2</sub> et, en particulier, à la régénération du solvant. Les dépenses électriques proviennent des différentes étapes de compression (avant transport, pendant le transport et à l'injection). L'étape de compression préliminaire au transport représente entre 77 et 91 % de la consommation totale d'énergie électrique, les recompressions au cours du transport (entre 1 et 4 recompressions nécessaires selon les scénarios) représentent quant à elles entre 0 (absence de recompression) et 6 % et la compression finale pour l'injection entre 6 et 17 %.

Enfin, les coûts opératoires estimés par le simulateur rapportés à la tonne de CO<sub>2</sub> évité varient selon les scénarios entre 42 et 52 €/t. Les coûts spécifiques au captage s'élèvent à 37-40 €/t, ceux du transport à 2-6 €/t et ceux du stockage à 3-8 €/t (coûts du monitoring compris). Ces coûts sont calculés à partir de valeurs disponibles dans la littérature. Ils sont fortement dépendants des coûts des combustibles fossiles, des matières premières et des aléas climatiques et sont donc sujets à des variations importantes. Ces coûts sont à mettre en regard du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur les marchés des quotas d'émissions. En tenant compte des perspectives économiques et des objectifs de réduction d'émission, le Centre d'Analyse Stratégique (CAS) a estimé à 32 € la valeur tutélaire de la tonne de CO<sub>2</sub>. Toujours selon le CAS, la trajectoire de la valeur a été évaluée et estimée à 100 € la tonne en 2030.



## Sommaire

<b>1. Contexte et objectifs</b> .....	15
1.1. CONTEXTE .....	15
1.2. OBJECTIFS .....	16
1.3. MÉTHODOLOGIE.....	20
1.4. ÉMETTEURS INDUSTRIELS FRANÇAIS DE CO <sub>2</sub> .....	21
1.5. CONTRAINTES TECHNIQUES ET RÉGLEMENTAIRES.....	25
<b>2. Modélisation du captage, du transport et du stockage du CO<sub>2</sub></b> .....	29
2.1. SYNTHÈSE DES IMPACTS LIÉS À LA MISE EN PLACE DU CSC .....	29
2.2. MODÈLE DE CAPTAGE DU CO <sub>2</sub> INTÉGRÉ AU SIMULATEUR.....	29
2.2.1. Modélisation du captage.....	30
2.2.2. Utilisation du modèle dans le simulateur .....	34
2.3. MODÈLE DE TRANSPORT DU CO <sub>2</sub> INTÉGRÉ AU SIMULATEUR.....	39
2.3.1. Modélisation du transport du CO <sub>2</sub> .....	39
2.3.2. Utilisation du modèle dans le simulateur .....	42
2.4. MODÈLE DE STOCKAGE DU CO <sub>2</sub> INTÉGRÉ AU SIMULATEUR.....	47
2.4.1. Modélisation du stockage du CO <sub>2</sub> .....	47
2.4.2. Utilisation du modèle dans le simulateur .....	50
<b>3. Simulation des scénarios de CSC</b> .....	53
3.1. DESCRIPTION DES SCÉNARIOS ET HYPOTHÈSES.....	53
3.2. SIMULATEUR DES SCÉNARIOS .....	61
3.3. RÉSULTATS DE SIMULATION .....	62
3.3.1. Bilan matière.....	62
3.3.2. Bilan énergie – Scénarios CSC France.....	68
3.3.3. Coûts du déploiement du CSC en France .....	68
<b>4. Conclusions</b> .....	71
<b>5. Bibliographie</b> .....	75

## Liste des illustrations

Illustration 1 -	Captage, transport et stockage du CO <sub>2</sub> , les différentes options.....	16
Illustration 2 -	Périmètre de l'évaluation des scénarios CSC du BRGM et de l'IFP (frontières des systèmes évalués).....	18
Illustration 3 -	Schéma de simulation, organisation des échanges entre l'IFP et le BRGM. ....	20
Illustration 4 -	Pression partielle de CO <sub>2</sub> contenus dans les fumées issues de différents procédés (Steeneveldt <i>et al.</i> , 2006).....	24
Illustration 5 -	Concentration de CO <sub>2</sub> typique dans les fumées de combustion (Hendricks, 2004 et IPCC, 2005). ....	25
Illustration 6 -	Émissions de CO <sub>2</sub> des grands émetteurs par secteur industriel en 2005. ....	25
Illustration 7 -	Contraintes techniques liées aux procédés de captage (IEA, 2004).....	26
Illustration 8 -	Contraintes techniques liées au transport du CO <sub>2</sub> par gazoduc (Conturie, 2006). ....	27
Illustration 9 -	Bilan matière et énergie d'un émetteur industriel équipé d'un système de captage de CO <sub>2</sub> en post-combustion. ....	30
Illustration 10 -	Valeurs limites d'émission et valeurs limites économiques pour les polluants gazeux NO <sub>x</sub> et SO <sub>x</sub> , exemple de centrales pour la production d'énergie. ....	32
Illustration 11 -	Calcul des émissions de NO <sub>x</sub> et de SO <sub>x</sub> en fonction des contraintes réglementaires et économiques pour un émetteur industriel équipé d'un système de captage, exemple de centrales pour la production d'énergie. ....	33
Illustration 12 -	Paramètres du modèle de captage disponible dans le simulateur. ....	36
Illustration 13 -	Représentation graphique d'un système de captage associé à un émetteur industriel du simulateur. ....	36
Illustration 14 -	Principale interface graphique du modèle de captage. ....	37
Illustration 15 -	Interface graphique du modèle de captage (1).....	38
Illustration 16 -	Interface graphique du modèle de captage (2).....	38
Illustration 17 -	Interface graphique du modèle de captage (3).....	39
Illustration 18 -	Interface graphique du modèle de captage (4).....	39
Illustration 19 -	Coûts du transport du CO <sub>2</sub> par pipeline onshore et offshore en fonction du débit transporté (IPCC, 2005). ....	41
Illustration 20 -	Coûts du transport de CO <sub>2</sub> par pipeline onshore, offshore et par bateau en fonction de la distance pour un débit de CO <sub>2</sub> égal à 6 Mt/an (IPCC, 2005). ....	42
Illustration 21 -	Paramètres du modèle de transport disponible dans le simulateur.....	43
Illustration 22 -	Représentation graphique d'un système de transport.....	43
Illustration 23 -	Principale interface graphique du modèle de transport. ....	44
Illustration 24 -	Interface graphique du modèle de transport (1). ....	46
Illustration 25 -	Coefficients du modèle de coût de construction des gazoducs.....	47

Illustration 26 - Coûts de stockage du CO <sub>2</sub> (euros/tCO <sub>2</sub> stockée), monitoring non compris (Hendricks, 2004). .....	49
Illustration 27 - Coûts de stockage du CO <sub>2</sub> (euros/tCO <sub>2</sub> stockée), monitoring non compris (Hendricks, 2004). .....	49
Illustration 28 - Paramètres du modèle de stockage disponible dans le simulateur. ....	50
Illustration 29 - Représentation graphique d'un système de stockage du CO <sub>2</sub> . ....	51
Illustration 30 - Principale interface graphique du modèle de stockage du CO <sub>2</sub> . ....	51
Illustration 31 - Localisation des 41 sites industriels retenus sur le territoire français sélectionnés (source : IFP). ....	54
Illustration 32 - Émetteurs industriels retenus pour les scénarios de déploiement du CSC en France répartis par secteur d'activité et localisation géographique. ....	56
Illustration 33 - Nombre d'émetteurs industriels équipés de système de captage, sites de stockage et kilomètres parcourus par le CO <sub>2</sub> par scénario. ....	59
Illustration 34 - Caractéristiques des sites de stockage envisagés en 2020 et 2050 (source : IFP). ....	60
Illustration 35 - Représentation graphique des scénarios de CSC à l'échelle du territoire national (flowsheet). ....	61
Illustration 36 - Émissions de CO <sub>2</sub> par scénario en 2020 (Mt par an). ....	63
Illustration 37 - Émissions de CO <sub>2</sub> par scénario en 2020 et 2050. ....	64
Illustration 38 - Quantités de CO <sub>2</sub> stocké annuellement et cumulées sur la période 2020-2050 pour les différents scénarios. ....	65
Illustration 39 - Définition du CO <sub>2</sub> évité (source : IFP). ....	65
Illustration 40 - CO <sub>2</sub> évité par scénario en 2020 et 2050 pour l'ensemble des émetteurs industriels. ....	66
Illustration 41 - CO <sub>2</sub> évité par scénario en 2020 et 2050 sur les seuls émetteurs industriels équipés de captage. ....	66
Illustration 42 - Coût de DeNox pour différentes technologies (ADEME, 2004), SNCR : Selective non-catalytic reduction, SCR : Selective catalytic reduction. ....	67
Illustration 43 - Évolution des émissions totales de NO <sub>x</sub> et SO <sub>x</sub> (t/an). ....	67
Illustration 44 - Bilan d'énergie des scénarios en 2020 et 2050. ....	68
Illustration 45 - Coûts moyens et détaillés de la filière CSC par scénario. ....	69

## Liste des annexes

Annexe 1 - Recueil de données issues de la littérature concernant les types de captage, les efficacité, les émissions et coûts associés par secteurs d'activité des émetteurs industriels.....	79
Annexe 2 - Synthèse des données utilisées par les modèles pour la simulation de la mise en place du CSC sur le territoire français en 2020 et 2050.....	85



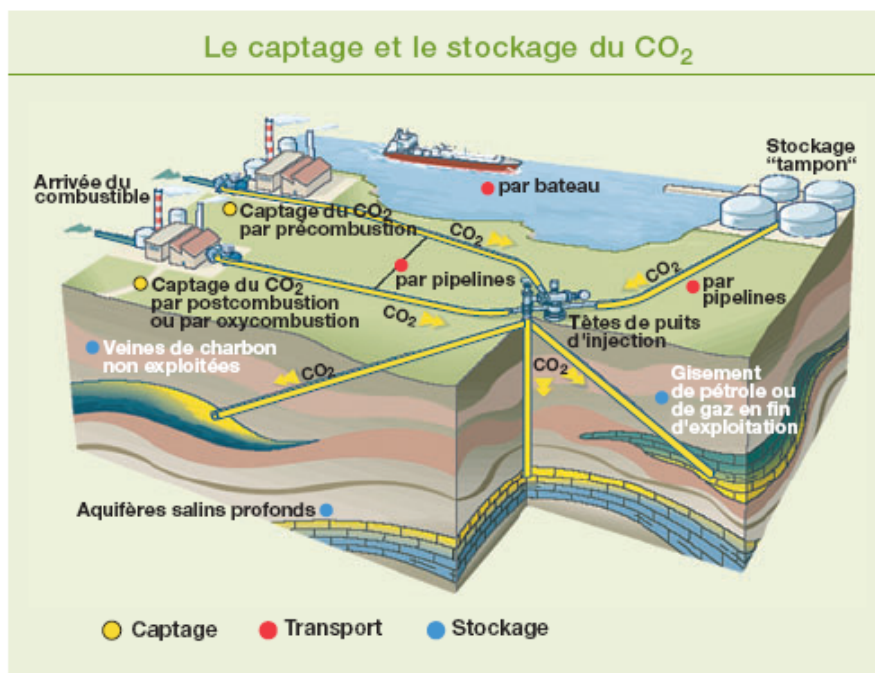
# 1. Contexte et objectifs

## 1.1. CONTEXTE

Les rejets de gaz à effet de serre (GES) et, en particulier, le CO<sub>2</sub> et les polluants comme les oxydes d'azote et de soufre, apparaissent comme responsables des modifications climatiques de la planète. Parallèlement, la consommation de combustibles fossiles est en constante augmentation dans les domaines des transports et de la production d'énergie thermique ou d'électricité. Plusieurs études scientifiques publiées récemment ont mis en évidence un taux préoccupant de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Ce taux est le résultat de deux phénomènes : les émissions naturelles et anthropiques de CO<sub>2</sub> et l'absorption de ce gaz à effet de serre par des puits de carbone comme les forêts ou les océans. D'après le département américain de l'énergie, 7,9 milliards de tonnes de carbone ont été émis globalement dans l'atmosphère en 2005, comparé à seulement 6 milliards de tonnes en 1995. Les puits de carbone naturels absorbent à peu près la moitié des émissions de GES produites par l'activité humaine. Cependant, ceci reste nettement insuffisant pour juguler l'augmentation de température moyenne du globe. Parmi les technologies possibles, le captage et la séquestration du CO<sub>2</sub> sont des leviers de manœuvre pour y parvenir. Sans empiéter sur les autres efforts nécessaires, ces techniques représentent suffisamment d'avantages pour que des projets et des réseaux internationaux s'organisent, des technologies portées par divers grands groupes industriels se mettent au point et s'améliorent. La combinaison de ces techniques, que nous appellerons par la suite le CSC pour « Captage et Séquestration du CO<sub>2</sub> », recouvre les opérations suivantes (cf. Illustration 1) :

- le captage du CO<sub>2</sub> : elle concerne les sources fixes (grands émetteurs industriels) et peut être mise en œuvre en postcombustion (séparation par membranes, procédés d'absorption physico-chimiques, d'adsorption, minéralisation de roches ultrabasiques...), en précombustion (piégeage du carbone sous la forme CO<sub>2</sub> en amont de l'étape de combustion) et oxycombustion (alimentation du système de combustion en oxygène pur) ;
- le transport du CO<sub>2</sub> : ce dernier est comprimé et transporté à l'état supercritique au moyen de gazoduc de l'émetteur industriel jusqu'au lieu de stockage ;
- le stockage du CO<sub>2</sub> dans i) des réservoirs qui peuvent être d'anciennes mines de sel hermétiquement closes, ii) des nappes aquifères salines profondes où le CO<sub>2</sub> est dissous dans l'eau, iii) d'anciens réservoirs de pétrole ou de gaz naturel ou iv) dans des mines de charbon dont la mise en production n'est pas envisagée où le CO<sub>2</sub> s'adsorberait à la place du méthane.

La mise en place du CSC au niveau français s'inscrirait dans l'objectif « facteur 4 » utilisé en France avec un sens quelque peu différent de celui défini dans les années 1990 par les experts du Club de Rome. Il qualifie maintenant l'engagement pris en 2003 devant la scène internationale par le Chef de l'État et le Premier ministre de diviser par 4 les émissions nationales de gaz à effet de serre d'ici 2050. Cet objectif traduit l'effort que les pays industrialisés doivent accomplir ensemble pour que les émissions actuelles soient divisées par 2 au niveau de la planète (les pays en développement ne pouvant faire autrement que d'augmenter leurs niveaux actuels d'émission). Les émissions seraient ainsi ramenées de plus de 7 milliards de tonnes d'équivalent carbone à 3,7 milliards de tonnes d'équivalent carbone, ce qui correspond à la capacité maximale annuelle d'absorption par les océans et la biosphère. Ceci implique d'engager immédiatement des efforts conséquents pour réussir à réduire de 75 % les émissions totales de gaz à effet de serre de la nation en moins de cinquante ans. Le Grenelle de l'environnement a confirmé ces objectifs et a proposé de nombreuses pistes de mise en œuvre. Réaliser le « Facteur 4 » consiste, en d'autres termes en France, à réduire de 75 % d'ici 2050 les émissions de gaz à effet de serre du pays, soit une réduction de 3 % par an.



Source : Total

Illustration 1 - Captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub>, les différentes options.

## 1.2. OBJECTIFS

### a) Rappel des objectifs du projet SOCECO2

Le projet SOCECO2 (projet ANR-06-CO2-009) a pour objectif d'apporter des éléments de réponse aux différentes parties prenantes (néophytes, industriels, élus,

associations, régulateurs, etc.) concernant les enjeux et l'acceptabilité sociale du CSC et d'anticiper les conditions dans lesquelles le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> pourraient se développer en France.

La perception sociale du CSC dépend notamment des bénéfices environnementaux que l'on peut en attendre. Or, l'évaluation de ces bénéfices environnementaux doit prendre en compte tous les maillons de la filière depuis le captage jusqu'au stockage.

À partir d'une définition de scénarios de mise en place du CSC sur le territoire français aux horizons 2020 et 2050, et en sélectionnant les principaux émetteurs industriels qui seraient concernés par cette mise en place, l'objectif est ainsi d'évaluer l'ensemble des bénéfices environnementaux et autres conséquences que l'on peut en attendre en intégrant l'ensemble des maillons de la filière depuis la cheminée de l'émetteur industriel jusqu'au réservoir géologique de stockage.

En d'autres termes, il s'agit d'évaluer les implications de la diffusion du CSC en termes i) de surconsommation énergétique nationale et sectorielle (le captage étant une opération énergétiquement coûteuse), ii) de quantités de CO<sub>2</sub> captables et de quantités de CO<sub>2</sub> potentiellement évitées, iii) des évolutions des quantités d'émissions gazeuses autre que le CO<sub>2</sub> liées à la mise en place du captage et évidemment iv) en terme de coûts exprimés en euros par tonne de CO<sub>2</sub> évitée.

Depuis plus de quinze ans, le BRGM applique les méthodes d'analyse de procédés à l'évaluation de systèmes industriels complexes. Appliqué tout d'abord à l'évaluation d'usines de traitement de minerais, le BRGM a ensuite transféré ce savoir-faire à l'évaluation des filières de gestion de déchets. Des outils spécifiques ont été développés pour ce type de simulation. Il s'agit de la plateforme de simulation USIM<sup>TM</sup> PAC (Brochot *et al.*, 2002 et Brochot *et al.*, 2006) et de certaines applications dédiées.

Dans le cadre de la tâche 1.4 du projet SOCECO2, le BRGM a notamment la charge de construire un simulateur dédié qui permettra de simuler les scénarios de captage/transport/stockage du CO<sub>2</sub> à l'horizon 2020 et 2050 définis par l'IFP pour les plus importants émetteurs français identifiés. Ce simulateur doit pouvoir évaluer les conséquences de la mise en place du CSC sur les consommations d'énergie, les impacts environnementaux et les conséquences économiques des scénarios à l'étude.

Ce rapport, organisé en deux grandes parties, reprend ces travaux. Dans un premier temps, la méthode, les travaux de modélisation et de développement qui ont permis de construire un simulateur permettant de simuler la mise en place de la filière CSC sont décrits (cf. chapitre 2. Modélisation du captage, du transport et du stockage du CO<sub>2</sub>). La description des scénarios et des résultats de simulation font l'objet du chapitre 3 (Simulation des scénarios de CSC).

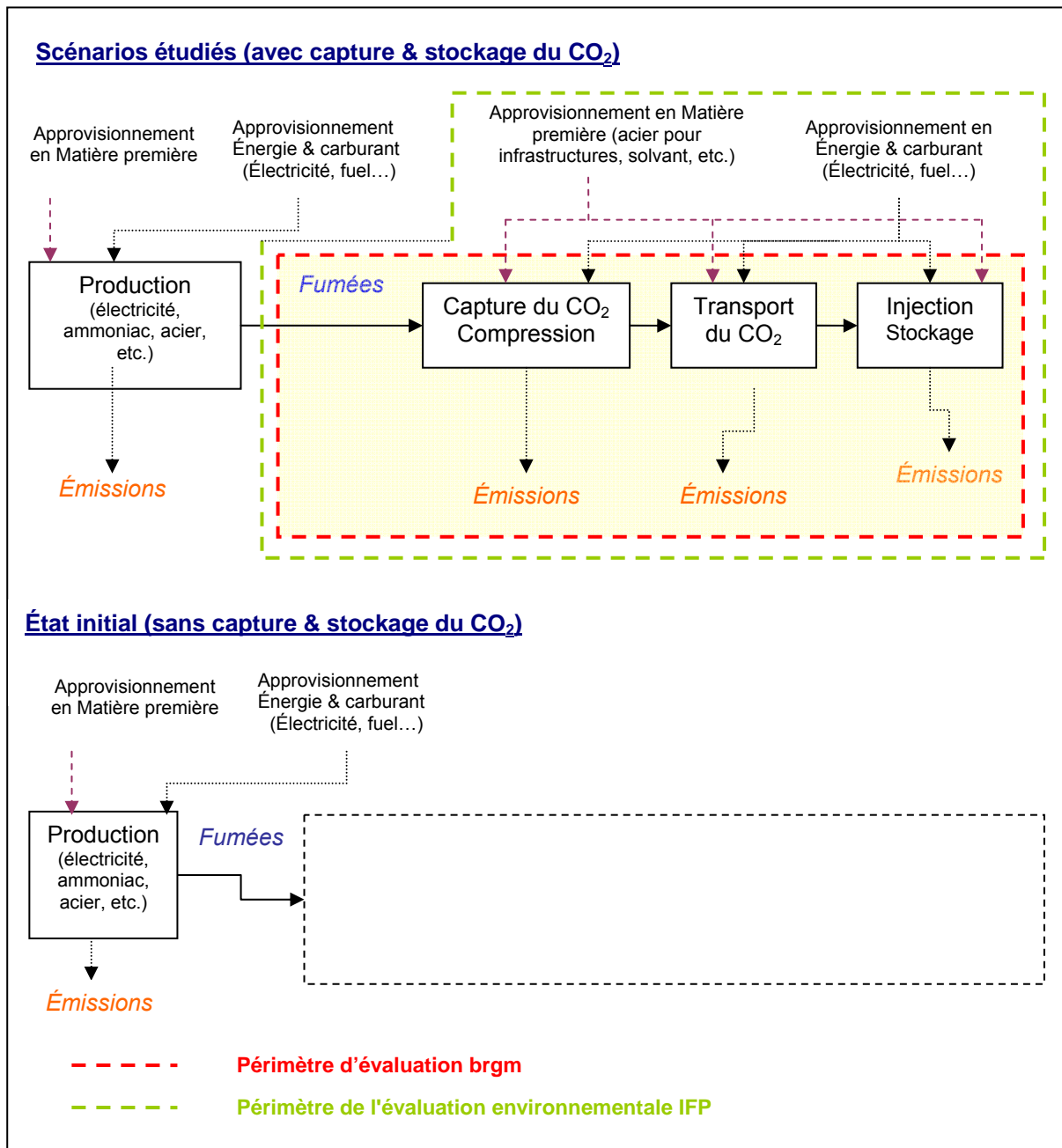


Illustration 2 - Périmètre de l'évaluation des scénarios CSC du BRGM et de l'IFP (frontières des systèmes évalués).

## **b) Définition du périmètre d'évaluation des scénarios (frontière des systèmes évalués)**

Les travaux menés par l'IFP dans le cadre de la définition des scénarios (tache 1.3 du projet SOCECO2) ont permis d'identifier les 41 sites industriels à l'origine des plus importantes émissions de CO<sub>2</sub> en 2005 sur le territoire français d'après la base de données IREP<sup>2</sup>. Ces émetteurs se répartissent selon 8 secteurs d'activités économiques. Les scénarios construits pour le projet SOCECO2 sont basés sur l'hypothèse du déploiement de la chaîne de captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub> à partir de 2020 *sur une sélection de sites parmi ces 41 plus gros émetteurs en fonction de la proximité du ou des site(s) de stockage envisagé(s)*.

L'ensemble des hypothèses retenues pour la construction des scénarios est récapitulé dans une note de synthèse<sup>3</sup> de l'IFP à laquelle il convient de se rapporter pour plus de détails.

Les impacts liés aux activités de production annuelle de produit en tonnes ou d'énergie en kWh des 41 émetteurs de CO<sub>2</sub> sélectionnés ainsi que ceux liés à l'approvisionnement en matières premières et énergie de ces sites de production ne seront pas estimés. Le périmètre de la présente évaluation inclut uniquement la chaîne de captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub>, la frontière amont de l'étude se situant au niveau des fumées de combustion en sortie d'usine. Les impacts générés par la chaîne de captage/transport/stockage du CO<sub>2</sub> dans les scénarios étudiés seront appréciés par rapport à l'état initial de référence sans captage/transport/stockage du CO<sub>2</sub> (cf. Illustration 2).

Le simulateur développé par le BRGM permet d'évaluer les impacts directs de la mise en place du CSC (en termes de dépenses énergétiques, d'impacts environnementaux et de bilans économiques) pour chaque scénario. L'approche développée par l'IFP prend en compte les résultats de cette évaluation et y intègre en plus, des impacts indirects liés à l'approvisionnement en matière première (aciers et bétons pour la construction des infrastructures de captage ou de transport, matières premières pour produire les solvants comme la MEA<sup>4</sup>...), ainsi que les impacts liés à l'approvisionnement en carburants. L'évaluation de l'IFP se rapproche d'une analyse dite de cycle de vie (ACV) en intégrant des impacts indirects.

Concrètement, les échanges et interactions entre l'IFP et le BRGM pour réaliser l'évaluation conjointe des scénarios se sont organisés de la manière suivante (cf. Illustration 3).

---

<sup>2</sup> Registre Français des Émissions Polluantes

<sup>3</sup> Note IFP « Hypothèses retenues pour l'estimation du CO<sub>2</sub> à capter à l'horizon 2020 et 2050 ».

<sup>4</sup> MEA : monoethanolamine utilisée comme absorbant du CO<sub>2</sub> en phase aqueuse

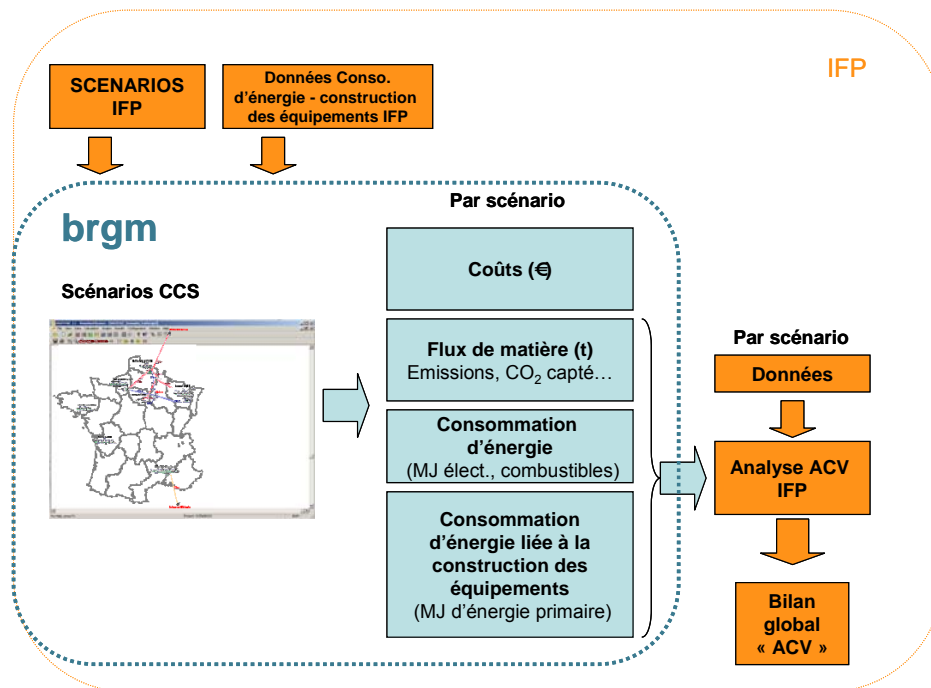


Illustration 3 - Schéma de simulation, organisation des échanges entre l'IFP et le BRGM.

Les scénarios définis par l'IFP ont été simulés par le BRGM à l'aide du simulateur développé à cet effet. Les résultats de simulation ont été ensuite transmis à l'IFP pour l'analyse de type ACV des scénarios.

### 1.3. MÉTHODOLOGIE

La méthodologie employée pour mettre au point le simulateur dédié au CSC a suivi les étapes suivantes :

- conception théorique : réflexion sur les limites du système et les objectifs de simulation, réflexion autour de la modélisation des processus élémentaires qui constituent la filière CSC (capitalisation de données permettant de décrire la filière CSC, étude bibliographique, conception des modèles pour représenter les procédés de captage, le transport et le stockage du CO<sub>2</sub>) ;
- élaboration à partir de la plateforme de simulation USIMPAC d'un simulateur adapté à l'évaluation technico-économique de la filière CSC : développement des modèles en Fortran, adaptation de la représentation graphique, élaboration de la structure modulaire pour simuler facilement différents scénarios ;
- échange avec l'IFP sur les scénarios et le simulateur ;
- test du simulateur, simulation des scénarios de déploiement CSC France définis par l'IFP et exploitation des résultats sous forme de bilans.

## 1.4. ÉMETTEURS INDUSTRIELS FRANÇAIS DE CO<sub>2</sub>

La base IREP recense les principales émissions polluantes industrielles dans un registre spécifique (Registre français des Émissions Polluantes). Ce registre consultable sur Internet est constitué des données déclarées chaque année par les exploitants. L'obligation de déclaration par les exploitants des installations industrielles (polluants concernés et seuils de déclaration) est définie par l'arrêté du 24 décembre 2002 relatif à la déclaration annuelle des émissions polluantes des installations classées soumises à autorisation (J.O. du 7 mars 2003). Ce registre permet, entre autres, de connaître les rejets annuels de CO<sub>2</sub>, oxydes d'azote et de soufre pour l'ensemble des émetteurs industriels français.

L'étude de ces données a permis à l'IFP de :

- définir un seuil d'émission au dessus duquel un émetteur donné est supposé être de taille suffisante pour que la mise en place d'un système de captage soit justifiée ;
- et regrouper les plus gros émetteurs de CO<sub>2</sub> en huit secteurs d'activités.

Ces secteurs d'activités sont décrits succinctement ci-après.

### **a) Sidérurgie**

La sidérurgie est l'une des industries manufacturières les plus énergivores et les plus productrices de CO<sub>2</sub> (1,6 tonne de CO<sub>2</sub> par tonne d'acier en moyenne pour l'Union Européenne contre 1,3 pour la France). Ces 40 dernières années, la consommation d'énergie et la génération de CO<sub>2</sub> dans la sidérurgie communautaire ont diminué de respectivement 50 % et 60 %. Au cours des années 1990, la sidérurgie communautaire a enregistré une baisse de 18 % des émissions de CO<sub>2</sub>. Aujourd'hui, les émissions de CO<sub>2</sub> par tonne d'acier représentent presque la limite théorique du procédé.

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont directement liées au fonctionnement d'un haut fourneau dans lequel on introduit le minerai de fer, les déchets ferreux et le coke.

La combustion est menée de telle sorte qu'elle soit incomplète de façon à former dans un premier temps du CO à la place du CO<sub>2</sub>. L'obtention du fer liquide est ensuite obtenue par réduction par le monoxyde de carbone des minerais de fer. Cette réduction des minerais de fer s'accompagne d'une oxydation du CO en CO<sub>2</sub>.

### **b) Production d'énergie<sup>5</sup>**

La production française d'électricité en 2006 a représenté un total de 549,1 TWh dont la majeure partie est issue du thermique nucléaire ; le thermique à flamme est la troisième source de production d'électricité derrière les énergies renouvelables (hydraulique et autre).

---

<sup>5</sup> Source : [www.edf.com](http://www.edf.com)

Une centrale thermique à flamme produit de l'électricité à partir de la vapeur d'eau produite grâce à la chaleur dégagée par la combustion de gaz, de charbon ou de fioul, qui met en mouvement une turbine reliée à un alternateur. 28 unités de production sont en exploitation en France aujourd'hui.

Les centrales classiques utilisent des combustibles fossiles et fonctionnent avec une chaudière à vapeur. On retrouve les centrales thermiques au charbon (charbon broyé en fines particules), les centrales thermiques au fioul (fioul liquéfié) et les centrales thermiques au gaz (gaz naturel ou gaz de hauts fourneaux). Il existe également des centrales dites à cycle combiné associant une turbine à combustion et une turbine à vapeur. Les combustibles brûlés sont du gaz ou du fioul. Cette technologie assure un rendement énergétique nettement supérieur à celui d'une centrale thermique classique (65 % contre 38 %). Il en existe actuellement sept en exploitation.

Les centrales à charbon émettent de 950 g de CO<sub>2</sub> par kWh produit pour les anciennes à 750 g pour les plus performantes. Pour la production d'électricité à partir de gaz, on estime à 400 g/kWh les émissions de CO<sub>2</sub> pour les cycles combinés.

### **c) Raffinerie<sup>6</sup>**

Le pétrole brut, mélange d'hydrocarbures associés à diverses composantes, n'est pratiquement jamais utilisé en l'état. Avant d'arriver jusqu'au consommateur, le pétrole a besoin d'être « nettoyé ». Il est soumis à quatre opérations indispensables qui permettent de séparer, transformer, améliorer et mélanger les hydrocarbures. Ces quatre opérations principales du raffinage et en particulier, la distillation et la transformation des hydrocarbures sont consommatrices d'énergie et s'accompagnent d'émissions de GES.

### **d) Pétrochimie<sup>7</sup>**

Ces sites industriels participent à la production et la commercialisation des produits pétrochimiques tels que le polyéthylène, le polypropylène ou encore le polystyrène. Par exemple, NAPHTACHIMIE, transforme à l'aide d'un vapocraqueur de 740 000 t/an des coupes légères issues du raffinage du pétrole (le naphta) en éthylène, propylène, un mélange de butadiène et butène... Ces produits iront ensuite alimenter les principales installations d'Arkema ou de BP implantées sur le site. Un autre atelier sépare le butadiène pour la fabrication de pneumatiques ou de polyamides.

### **e) Cimenterie**

L'industrie cimentière est une consommatrice intensive d'énergie au même titre que la sidérurgie ou encore les centrales thermiques à flamme. La fabrication des ciments

---

<sup>6</sup> Source : [www.raffinerie-flandres.fr](http://www.raffinerie-flandres.fr)

<sup>7</sup> Source : [www.naphtachimie.com](http://www.naphtachimie.com) et [www.totalpetrochemicals.fr](http://www.totalpetrochemicals.fr)



classiques à base de clinker Portland repose sur le traitement thermique d'un mélange d'environ 80 % de calcaire et 20 % d'argiles siliceuses et ferrifères à une température maximale comprise entre 1 420 et 1 480°C. L'analyse du processus d'élaboration thermique d'un clinker standard, basée sur une consommation spécifique d'énergie de 3 140 kJ par kg de clinker observée sur les unités industrielles de conception récente et l'utilisation d'un charbon standard de PCI<sup>8</sup> égal à 35 580 kJ/kg, met en évidence une émission spécifique de CO<sub>2</sub> de 820 kg par tonne de clinker. Cette émission est répartie en 535 kg soit 65,2 %, provenant de la dissociation des carbonates des matières premières et 285 kg soit 34,8 % provenant de l'oxydation du carbone présent dans le combustible.

Sur la base des données disponibles en Europe, l'émission totale de CO<sub>2</sub> par l'industrie cimentière européenne est estimée à environ 127,7.10<sup>6</sup> tonnes par an, pour une production de ciments de 172.10<sup>6</sup> tonnes en 1995, soit environ 145,5.10<sup>6</sup> tonnes de clinker produit dans 252 usines comportant 437 fours répartis pour 78 % en voie sèche intégrale, 16 % en voies semi-sèche et semi humide, 6 % en voie humide. Pour une production mondiale estimée à 1,4.10<sup>9</sup> tonnes de liants soit environ 1,18.10<sup>9</sup> tonnes de clinker, l'émission totale de CO<sub>2</sub> serait de 1,04.10<sup>9</sup> tonnes.

#### **f) Papeterie<sup>9</sup>**

La production de pâte à papier est un processus complexe qui peut être réalisé suivant différents procédés. On y distingue le procédé Kraft ou « pâte au sulfate », le procédé au sulfite et le procédé chimico-mécanique. Ces procédés nécessitent tous une étape de cuisson de la pulpe en préalable aux opérations de blanchiment, de séparation solide/liquide puis de séchage. Les émissions de CO<sub>2</sub> des papeteries sont essentiellement liées à l'étape de cuisson de la pulpe. Par exemple, dans l'unité de production Smurfit Kappa Cellulose du Pin, 90 % de l'énergie thermique et 35 % de l'énergie électrique nécessaires à la production proviennent de la combustion des écorces et de la liqueur de cuisson du bois. La liqueur combustible appelée liqueur noire est un résidu de fabrication de papiers de couverture pour carton ondulé qui peut être brûlée dans une chaudière pour produire de la vapeur et ainsi assurer une certaine autonomie énergétique du site de production.

#### **g) Production d'ammoniac**

La production industrielle de l'ammoniac se fait essentiellement par synthèse directe à partir de dihydrogène (H<sub>2</sub>) et de diazote (N<sub>2</sub>) (procédé Haber). L'azote est fourni par l'air et le dihydrogène par vaporeformage du méthane (gaz naturel). Le procédé de production de l'ammoniac fait appel à :

- une étape de chauffage des gaz avant synthèse afin d'améliorer la cinétique de la réaction ;

---

<sup>8</sup> PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur

<sup>9</sup> Source : [www.smurfitkappa-cellulosedupin.com](http://www.smurfitkappa-cellulosedupin.com)

- et à une étape de refroidissement de l'ammoniac produit (réaction de synthèse exothermique) et de condensation à basse température de l'ammoniac produit ( $T_{\text{vaporisation}} = -33,4^{\circ}\text{C}$ ), afin de le séparer des gaz de synthèse non totalement transformés.

On trouve sur le territoire français 3 sites industriels principaux : Grandpuits (77, GPN-Grandpuits), Grand-Quevilly (76) et Mazingarbe (62) ainsi que deux sites industriels partagés : Pec-Rhin (Ottmarsheim 68, GPN/BASF), Gonfreville-l'Orcher (76).

### **h) Déchets et traitements**

Ce secteur d'activité regroupe les incinérateurs de déchets ménagers, de déchets industriels banals et de déchets d'activités de soins. Par exemple, la compagnie de Chauffage Urbain de l'Aire Toulonnaise a traité en 2006 230 000 tonnes de déchets ménagers, 17 000 tonnes de déchets industriels banals et 8 000 tonnes de déchets d'activités de soins. La chaleur dégagée par la combustion de ces déchets a permis de fournir 80 000 MWh d'énergie électrique et 13 000 MWh en chauffage.

L'ensemble des émetteurs industriels listés précédemment ne présentent pas les mêmes caractéristiques en termes de composition des fumées de combustion et donc de concentration et de pression partielle en  $\text{CO}_2$  (cf. Illustration 4 et Illustration 5). Or, c'est précisément ce paramètre qui conditionne le type de technologie de captage de  $\text{CO}_2$  à mettre en place pour ce qui concerne les systèmes installés en postcombustion.

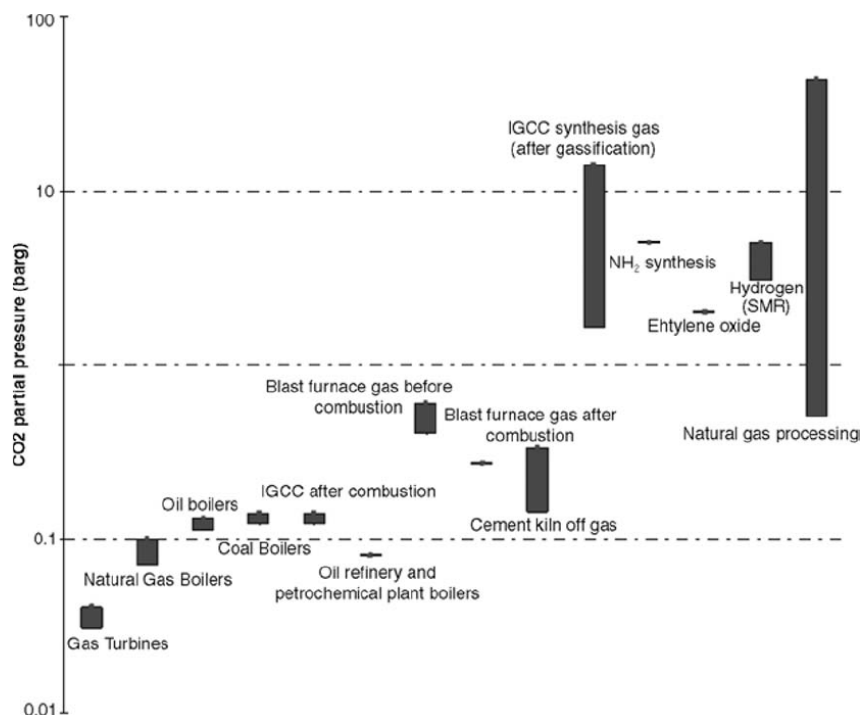


Illustration 4 - Pression partielle de  $\text{CO}_2$  contenus dans les fumées issues de différents procédés (Steenveeldt et al., 2006).

Secteurs d'activité	Concentration CO <sub>2</sub> typique dans les fumées de combustion
Centrale à cycle combiné au gaz naturel	3 %
Centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée (charbon)	6 %
Pétrochimie	8-13 %
Cimenterie	15-25 %
Raffinerie	3-18 %
Sidérurgie	15-20 %
Production d'ammoniac	100 % (ancien procédé de production)
	8 % (procédé actuel)

*Illustration 5 - Concentration de CO<sub>2</sub> typique dans les fumées de combustion (Hendricks, 2004 et IPCC, 2005).*

85 % des émissions de CO<sub>2</sub> des grands émetteurs français en 2005 sont générés par les secteurs de la production d'énergie, la sidérurgie et la raffinerie.

Secteurs d'activité	Émissions de CO <sub>2</sub> des grands émetteurs par secteur industriel en 2005 (%)
Énergie	33,4 %
Sidérurgie	31,6 %
Raffinerie	20,2 %
Pétrochimie	5,8 %
Papeterie	3,5 %
Production d'ammoniac	2,6 %
Traitements des déchets	1,5 %
Cimenterie	1,3 %

*Illustration 6 - Émissions de CO<sub>2</sub> des grands émetteurs par secteur industriel en 2005.*

## 1.5. CONTRAINTES TECHNIQUES ET RÉGLEMENTAIRES

### a) Captage

Au niveau européen, seules les grandes installations dont la puissance est supérieure à 50 MW font l'objet d'une réglementation avec la directive sur les grandes installations de combustion (GIC) (directive n° 2001/80/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2001, JOCE du 27 novembre 2001). Cette directive relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion prévoit un plafonnement des émissions de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> et de poussières à partir du 1er janvier 2008 (sauf cas particuliers).

À ces contraintes réglementaires s'ajoutent des contraintes techniques liées aux procédés de captage. L'illustration suivante recense les contraintes techniques

(condition de pression et de température) liées à l'utilisation de différents types de solvants pour le captage du CO<sub>2</sub>.

Commercial CO<sub>2</sub> scrubbing solvents used in industry

	Solvent name	Solvent type	Process conditions
<i>Physical solvents</i>	Rectisol	Methanol	-10/-70°C, >2 MPa
	Purisol	n-2-methyl-2-pyrrolidone	-20/+40°C, >2 MPa
	Selexol	Dimethyl ethers of polyethyleneglycol	-40°C, 2-3 MPa
	Fluor solvent	Propylene carbonate	Below ambient temperatures, 3.1-6.9 MPa
<i>Chemical solvents</i>	MEA	2,5 n monoethanolamine and inhibitors	40°C, ambient-intermediate pressures
	Amine guard	5n monoethanolamine and inhibitors	40°C, ambient-intermediate pressures
	Econamine	6n diglycolamine	80-120°C, 6.3 MPa
	ADIP	2-4n diisopropanolamine 2n methyl-diethanolamine	35-40°C, >0.1 MPa
	MDEA	2n methyl-diethanolamine	
	Flexsorb, KS-1, KS-2, KS-3	Hindered amine	
	Benfield and versions	Potassium carbonate & catalysts. Lurgi & Catacarb processes with arsenic trioxide	70-120°C, 2.2-7 MPa
<i>Physical/chemical solvents</i>	Sulfinol-D, Sulfinol-M	Mixture of DIPA or MDEA, water and tertahydrothiopene (DIPAM) or diethylamine	>0.5 MPa
	Amisol	Mixture of methanol and MEA, DEA, diisopropylamine (DIPAM) or diethylamine	5/40°C, >1 MPa

Source: Gupta et al., 2003.

Illustration 7 - Contraintes techniques liées aux procédés de captage (IEA, 2004).

## b) Transport

Le mode de transport du CO<sub>2</sub> le plus pratique reste le transport par gazoducs. Il fait appel à des technologies bien connues et éprouvées, actuellement employées aux États-Unis où plus de 1 000 kilomètres de pipelines sont déjà installés pour transporter le CO<sub>2</sub> utilisé pour la production assistée d'hydrocarbures (EOR). Le transport par bateau est également envisageable pour transporter le CO<sub>2</sub> sous forme liquide sur de longues distances : ces bateaux ont des caractéristiques proches de ceux utilisés pour le transport du Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL). Centurie (2006) recense les spécifications établies par les opérateurs des gazoducs pour transporter le gaz. Ces spécifications se déclinent en termes de composition et température (cf. Illustration 8).

Les spécifications ont été établies pour limiter essentiellement la corrosion des gazoducs. En effet, le CO<sub>2</sub> sec ne corrode pas les alliages carbone manganèse généralement utilisés pour produire des pipelines tant que l'humidité relative du flux gazeux ne dépasse pas 60 %. Par contre, la présence d'eau libre est très fortement préjudiciable à l'intégrité des gazoducs (corrosion) de même que des concentrations élevées en oxydes d'azote ou de soufre ou en H<sub>2</sub>S.

<b>Specifications for Pipeline Transport of Carbon Dioxide</b>			
Species	Specification		Reason
CO <sub>2</sub>	95%	Min	MMP
Nitrogen	4%	Max	MMP
Hydrocarbons	5%	Max	MMP
Water	30 lbs/MMcF (600 ppm)	Max	Corrosion
Oxygen	10 ppm	Max	Corrosion
H <sub>2</sub> S	10-200 ppm	Max	Safety
Glycol	0.3 gal/MMcf	Max	Operations
Temperature	120 F	Max	Pipeline coating
Source: Kinder Morgan CO <sub>2</sub> Company, L.P. Presented at the EOR workshop in Midland TX, 12/2003			

MMP = Minimum Miscibility Pressure

*Illustration 8 - Contraintes techniques liées au transport du CO<sub>2</sub> par gazoduc (Conturie, 2006).*

### **c) Stockage**

Le gaz carbonique doit être injecté dans le sous-sol de façon à atteindre les conditions de pression et de température qui déterminent son passage à l'état supercritique (plus de 31°C à 74 bars de pression), état dans lequel le CO<sub>2</sub> occupe moins de volume. La profondeur nécessaire pour atteindre l'état supercritique dépend des conditions locales. De plus, le CO<sub>2</sub> doit être le plus pur possible.

Il n'existe pas aujourd'hui de législation ou réglementation nationales spécifiques au stockage du CO<sub>2</sub>. D'après le Club CO<sub>2</sub><sup>10</sup>, de nombreux textes réglementaires apportent une amorce de réponse, mais aucun ne prend en compte le stockage de ce gaz sur une longue période. Les futurs textes qui régiront cette activité devront donc intégrer la notion de stockage sur le long terme. Pour l'heure, les projets pilotes se réfèrent à d'autres textes, tels ceux régissant le stockage souterrain du gaz naturel ou relatifs à l'exploitation pétrolière en mer du Nord. Le problème législatif est cependant différent, selon que le CO<sub>2</sub> est stocké sous la mer ou sous la terre. On notera que les chefs d'état et de gouvernement européens ont établi un compromis sur l'ensemble du paquet Energie/Climat lors du Conseil européen des 11 et 12 décembre dernier. C'est en particulier la directive sur la révision du système communautaire d'échanges de quotas d'émission qui contenait les points les plus controversés et les plus débattus du paquet législatif. Les grands objectifs initiaux de la Commission européenne, à savoir le fameux « triple 20 » (20 % d'efficacité énergétique, 20 % d'énergies renouvelables et 20 % de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en 2020) sont maintenus et réaffirmés<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> <http://www.clubco2.net/>

<sup>11</sup> Source : [http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms\\_Data/docs/pressData/fr/ec/104719.pdf](http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/104719.pdf)



## **2. Modélisation du captage, du transport et du stockage du CO<sub>2</sub>**

### **2.1. SYNTHÈSE DES IMPACTS LIÉS À LA MISE EN PLACE DU CSC**

L'ensemble des impacts liés à la mise en place du CSC, qui doivent être pris en compte et simulés, sont détaillés dans les paragraphes ci-après.

Les impacts liés à la mise en place d'un système de captage du CO<sub>2</sub> sont les suivants :

- émissions et captage du CO<sub>2</sub> et autres gaz acides ;
- consommations énergétiques et électriques ;
- coûts engendrés par la mise en place du captage.

Les impacts liés au transport du CO<sub>2</sub> sont les suivants :

- émissions de gaz liées au l'étanchéité imparfaite des gazoducs ;
- consommations électriques annuelles (recompressions éventuelles de gaz sur le parcours du fait des pertes de charges) ;
- coûts d'amortissement associés à la construction de pipelines.

Les impacts liés au stockage du CO<sub>2</sub> sont les suivants :

- émissions dues aux fuites du réservoir ;
- consommations électriques associées à la compression du CO<sub>2</sub> en tête de puits ;
- coûts de stockage et de monitoring.

Ces impacts sont estimés par les différents modèles développés par le BRGM. Ces modèles sont décrits dans les paragraphes suivants.

### **2.2. MODÈLE DE CAPTAGE DU CO<sub>2</sub> INTÉGRÉ AU SIMULATEUR**

Pour les besoins de la simulation, nous avons considéré que le captage du CO<sub>2</sub> serait réalisé au moyen de procédés mettant en œuvre des amines (type MEA, DEA). Ces procédés ont déjà été largement utilisés dans l'industrie chimique et la pétrochimie et sont très fortement susceptibles de jouer un rôle majeur dans le déploiement à court et moyen terme du CSC (Tzimas, 2007).

## 2.2.1. Modélisation du captage

### a) Bilan matière d'un émetteur industriel équipé d'un système de captage

L'exemple repris dans l'illustration 9, indique la façon dont est représentée la prise en compte de l'implantation d'un système de captage de CO<sub>2</sub> à la cheminée d'un émetteur industriel. Il concerne une centrale de production électrique fonctionnant par combustion de gaz naturel avec un captage en post-combustion utilisant un absorbeur à la MEA. La mise en place d'un système de captage du CO<sub>2</sub> consomme une partie de l'énergie produite par l'installation. L'essentiel de cette consommation est destinée à la régénération du solvant. Elle engendre une baisse d'efficacité énergétique comprise entre 5 et 10 % (soit une pénalité énergétique comprise entre 11 et 22 % pour les centrales au gaz à cycle combiné, de 14 à 25 % pour les centrales au charbon) en fonction des émetteurs, du type de technologies de captage et des caractéristiques des fumées de combustion.

Énergie produite GWh	Carburant consommé	CO <sub>2</sub> généré	CO <sub>2</sub> émis	CO <sub>2</sub> capté	NO <sub>x</sub> émis
<b>Sans captage pour 1 GWh produit</b>	$\frac{1}{\eta}$ (en GWh) <sup>12</sup> = 1.82 GWh gaz nat.	E <sub>CO<sub>2</sub></sub> = 367 t	E <sub>CO<sub>2</sub></sub> = 367 t	0t	E <sub>NO<sub>x</sub></sub> = 262 kg
<b>Avec captage</b> $\frac{\eta_c}{\eta}$ GWh produit (Soit 0,87 GWh pour 1 GWh produit sans captage)	$\frac{1}{\eta}$ (en GWh)	E <sub>CO<sub>2</sub></sub> = 367t	(1 - τ <sub>c</sub> )E <sub>CO<sub>2</sub></sub> = 55 t	(τ <sub>c</sub> )E <sub>CO<sub>2</sub></sub> = 312 t	[90% + 10%(1 - τ <sub>N</sub> )]E <sub>NO<sub>x</sub></sub>
<b>Avec captage pour 1 GWh produit</b>	$\frac{1}{\eta_c}$ (en GWh) = 2.08 GWh de gaz nat.	$\frac{\eta}{\eta_c}$ E <sub>CO<sub>2</sub></sub> = 421 t	(1 - τ <sub>c</sub> ) $\frac{\eta}{\eta_c}$ E <sub>CO<sub>2</sub></sub> = 62 t	(τ <sub>c</sub> ) $\frac{\eta}{\eta_c}$ E <sub>CO<sub>2</sub></sub> = 359 t	$\frac{\eta}{\eta_c}$ [90% + 10%(1 - τ <sub>N</sub> )]E <sub>NO<sub>x</sub></sub>
Évolution avec captage / sans captage pour une même production d'énergie :	Surconsommation de carburant (%) $\frac{\eta}{\eta_c} - 1$		Réduction (%) $1 - \left[ (1 - \tau_c) \frac{\eta}{\eta_c} \right]$		

Illustration 9 - Bilan matière et énergie d'un émetteur industriel équipé d'un système de captage de CO<sub>2</sub> en post-combustion.

<sup>12</sup> Ou  $\frac{1}{\eta_{PCI}}$  (en kg)



Dans l'exemple ci-dessus, la symbolique suivante est utilisée :

- le rendement énergétique de la centrale sans captage est noté  $\eta$  et avec captage  $\eta_c$  ;
- le taux de captage du CO<sub>2</sub>  $\tau_c$  ;
- la quantité de NO<sub>2</sub> qui réagit avec le solvant  $\tau_N$  ;
- le facteur d'émission spécifique en tonne de CO<sub>2</sub> émis dans les fumées de combustion par GWh produit  $E_{CO_2}$  (sans captage) ;
- de la même manière,  $E_{NO_x}$  représente la quantité de NO<sub>x</sub> émis par GWh produit.

On considère de plus que dans les fumées de combustion globalement les NO<sub>x</sub> sont constitués à 90 % de NO et à 10 % de NO<sub>2</sub>.

Si l'on fait l'hypothèse d'une conservation des productions énergétiques des émetteurs, en termes de GWh produits annuellement par exemple, alors la pénalité énergétique liée à la mise en place d'un système de captage engendre logiquement une augmentation de la quantité totale des émissions de CO<sub>2</sub> à l'échelle de l'usine (dans un rapport  $\eta/\eta_c$ ).

Ainsi, les émissions de CO<sub>2</sub> d'un émetteur industriel pourvu d'un système de captage peuvent être estimées en fonction :

- de la quantité de CO<sub>2</sub> émis par MWh produit sans captage ;
- de la pénalité énergétique de l'émetteur (baisse de rendement) ;
- et du taux de captage ( $\tau_c$ ) du CO<sub>2</sub>.

Les solvants chimiques couramment utilisés pour capter le CO<sub>2</sub> réagissent également avec les autres gaz acides et, en particulier, avec le NO<sub>2</sub> et les SO<sub>x</sub> pour former des composés chimiques stables. Ces formes chimiques stables ne peuvent être décomposées par une élévation de température lors de l'étape de régénération. Ainsi, les fumées sont épurées du NO<sub>2</sub> et d'une partie des SO<sub>x</sub> lors du captage du CO<sub>2</sub>. Il est possible d'estimer les émissions de NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub> avec captage en fonction :

- de la quantité de NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub> émis par MWh produit sans captage ;
- de la pénalité énergétique de l'émetteur (baisse de rendement) ;
- des taux de captage du NO<sub>2</sub> et des SO<sub>x</sub>, c'est-à-dire de la proportion de NO<sub>x</sub> et de SO<sub>x</sub> qui réagit avec le solvant de captage. On considère que (Rao, 2002) :
  - en post-combustion d'une façon générale :
    - 85 % du NO<sub>2</sub> réagit avec le solvant sachant que NO<sub>2</sub> = 5 % NO<sub>x</sub>,
    - 90 % des SO<sub>x</sub> réagissent avec le solvant,
  - et pour les centrales au gaz naturel à cycle combiné (NGCC) en particulier :
    - 85 % du NO<sub>2</sub> réagit avec le solvant sachant que NO<sub>x</sub> = 90 % NO + 10 % NO<sub>2</sub>,
    - la combustion de gaz naturel ne génère pas de SO<sub>x</sub>.

Les installations de combustion sont soumises à une réglementation qui fixe les niveaux maximum des rejets des polluants gazeux et des solides particulaires. Les valeurs d'émissions de SO<sub>x</sub> et de NO<sub>x</sub> dans les fumées de combustion après le procédé de captage doivent donc être comparées à ces valeurs limites réglementaires (VLE, Valeur Limite d'Emission) définies dans la directive (cf. § 1.5.). Pour un procédé de combustion sans captage du CO<sub>2</sub>, seules les VLE contraignent les émissions. Par contre, la mise en place d'un système de captage du CO<sub>2</sub> engendre de nouvelles contraintes. Etant donné qu'une partie des NO<sub>x</sub> et des SO<sub>x</sub> est captée par le solvant pour former des formes chimiques stables non décomposables, un deuxième critère doit être considéré : il s'agit de la concentration maximum en SO<sub>x</sub> et en NO<sub>x</sub> économiquement acceptable pour éviter des pertes significatives de solvant qui engendrent une augmentation des coûts de fonctionnement.

Selon les cas, la contrainte la plus forte entre les VLE imposées par la directive et les valeurs limites imposées pour limiter les consommations de solvants notées VLS doit être prise en compte (cf. Illustration 10) :

- si les concentrations obtenues dans les fumées de combustion après le procédé de captage sont inférieures à la limite la plus restrictive alors aucun traitement supplémentaire d'épuration des fumées de combustion ne doit être envisagé avant le procédé de captage par post-combustion ;
- si ce n'est pas le cas, un système de traitement supplémentaire doit être mis en place. Les concentrations en SO<sub>x</sub> et NO<sub>x</sub> considéré dans les fumées de combustion en sortie du procédé de captage seront fixées aux valeurs limites.

<b>NGCC :</b> centrale au gaz naturel à cycle combiné <b>PC :</b> centrale au charbon	<i>Information sur les émissions actuelles sans captage</i>	VLE Valeurs limites d'émission Directive	VLS Valeurs limites pour limiter la perte de solvant	<i>Évolution des contraintes sur les émissions lors de la mise en place d'un système de captage</i>
<b>NO<sub>x</sub></b>				
NGCC	NO <sub>x</sub> = 90 % NO + 10 % NO <sub>2</sub>	VLE NO <sub>x</sub> (gaz turbine) = 50 mg/Nm <sup>3</sup>	VLS NO <sub>2</sub> = 20 mg/Nm <sup>3</sup>	<i>Pas de limites plus restrictives sur les fumées de combustion pour la mise en place du captage (VLE plus restrictive que VLS). Sans captage ou avec captage, la valeur limite à considérer est donc de 50 mg/Nm<sup>3</sup></i>
PC	NO <sub>2</sub> = 5 % NO <sub>x</sub>	VLE NO <sub>x</sub> = 500 mg/Nm <sup>3</sup> VLE NO <sub>x</sub> = 200 mg/Nm <sup>3</sup> en 2016	VLS NO <sub>2</sub> = 20 mg/Nm <sup>3</sup>	<i>En 2016, VLE plus restrictive que VLS</i>
<b>SO<sub>x</sub></b>				
NGCC	-			
PC	<i>Directement corrélé à la teneur en S du charbon utilisé</i>	VLE SO <sub>x</sub> = 400 mg/Nm <sup>3</sup>	VLS SO <sub>x</sub> = 25 à 142 mg/Nm <sup>3</sup>	<i>VLS plus restrictive que VLE Sans captage, la valeur limite à considérer est donc de 400 mg/Nm<sup>3</sup>; avec captage, elle s'élève à 25 à 142 mg/Nm<sup>3</sup></i>

*Illustration 10 - Valeurs limites d'émission et valeurs limites économiques pour les polluants gazeux NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub>, exemple de centrales pour la production d'énergie.*

La prise en compte des ces contraintes permettent d'évaluer les émissions totales attendues de NO<sub>x</sub> et de SO<sub>x</sub> d'un émetteur industriel équipé d'un système de captage (cf. Illustration 11).

Pour mémoire, les VLS correspondent aux concentrations maximales en SO<sub>x</sub> et en NO<sub>x</sub> économiquement acceptable dans les fumées de combustion pour un traitement par solvant en post-combustion. Les fumées de combustion avant mise en place d'un système de captage respectent les VLE. Par conséquent, si la contrainte la plus restrictive s'avère être la VLS, les teneurs en SO<sub>x</sub> ou NO<sub>x</sub> des fumées de combustion avant le système de captage devront être rabattues pour respecter les VLS.

		Émissions pour 1 GWh produit	Valeurs limites d'émission la plus restrictive à respecter (VLE ou VLS)
<b>NO<sub>x</sub></b>			
NGCC	NO <sub>x</sub> = 90 % NO + 10 % NO <sub>2</sub>	$\frac{\eta}{\eta_c} [90\% + 10\%(1 - \tau_N)] E_{NO_x}$	VLE NO <sub>x</sub> (gaz turbine) = 50 mg/Nm <sup>3</sup>
PC	NO <sub>2</sub> = 5 % NO <sub>x</sub>	$\frac{\eta}{\eta_c} [95\% + 5\%(1 - \tau_N)] E_{NO_x}$	VLE NO <sub>x</sub> = 200 mg/Nm <sup>3</sup> en 2016
<b>SO<sub>x</sub></b>			
NGCC	-	-	-
PC		$\frac{\eta}{\eta_c} [100\% (1 - \tau_S)] \left[ E_{NO_x} \frac{VLS}{VLE} \right]$	VLS SO <sub>x</sub> = 25 à 142 mg/Nm <sup>3</sup>

*Illustration 11 - Calcul des émissions de NO<sub>x</sub> et de SO<sub>x</sub> en fonction des contraintes réglementaires et économiques pour un émetteur industriel équipé d'un système de captage, exemple de centrales pour la production d'énergie.*

### **b) Bilan énergie d'un émetteur industriel équipé d'un système de captage**

Un des critères les plus importants qui déterminent le choix des technologies à mettre en œuvre et qui sous-tend les recherches actuellement réalisées dans le domaine est la consommation énergétique du procédé de captage. On rappelle que cette énergie est nécessaire à la régénération du média de captage (solution de MEA par exemple). Dans une centrale thermique au charbon, par exemple, cette énergie serait tirée de la vapeur issue de l'étage moyenne pression de la turbine. En travaillant sur la formulation des média de captage, sur l'optimisation des procédés et sur leur intégration au sein des procédés combustion, des gains énergétiques substantiels ont été réalisés. En 1990, une consommation énergétique de 4,5 GJ/t CO<sub>2</sub> capturé était rapportée pour une centrale thermique au charbon fonctionnant en Australie (Tuke, 1990). Le captage était alors réalisé au moyen d'une solution de MEA à 30 % sur des fumées contenant 7 % en volume de CO<sub>2</sub>. Le procédé Econamine enregistre des valeurs de 4,1 GJ/t CO<sub>2</sub> capté (Mariz, 1991 et Sander, 1992) et le procédé utilisant le solvant KS-1 offre des perspectives plus intéressantes encore avec une énergie de régénération de 3,3 GJ/t CO<sub>2</sub> capté (Mimura, 2000).

Les besoins énergétiques couvrent (Rao, 2002) :

- la régénération du solvant (l'enthalpie nécessaire est tirée de la vapeur basse pression au niveau de la turbine ce qui diminue le rendement énergétique de l'installation de production électrique) ;
- les opérations de circulation des fluides (pompes) et de compression du CO<sub>2</sub> avant son transport qui consomme de l'électricité.

Pour être transporté par gazoducs, le CO<sub>2</sub> doit être comprimé au préalable à une pression minimum de 8 MPa (80 bars) qui correspond à une valeur optimale du point de vue densité de gaz/ratio de compression. En fonction des distances de transport par pipelines, il est possible que la pression de compression initiale soit supérieure à 8 MPa de façon à compenser les pertes de charge et à ne pas avoir à installer de stations de recompression sur le parcours. Un ordre de grandeur d'énergie de compression est de 416 kJ/kg de CO<sub>2</sub> pour comprimer un flux de 70kg/s de CO<sub>2</sub> de 0,1 à 12 MPa. Elle peut être calculée par la relation suivante :

$$E = C_{en} \ln\left(\frac{P_{outlet}}{P_{inlet}}\right) F_{CO_2}$$

avec,  $E$  la consommation d'énergie (kJ/s),  $P_{outlet}$  la pression aval,  $P_{inlet}$  la pression amont,  $C_{en}$  une constante (87,85 kJ/kg) et  $F_{CO_2}$  le débit massique de CO<sub>2</sub> (kg/s).

### **c) Évaluation économique de la mise en place d'un système de captage en post-combustion**

L'évaluation économique se base sur des ratios en euros à la tonne de CO<sub>2</sub> évitée extraits de la littérature. Toutes les données recueillies sont récapitulées en Annexe 2. À noter l'équation suivante qui permet d'exprimer les coûts liés à la mise en place d'un système de captage en euros à la tonne évitée ou captée, ces deux manières d'exprimer les coûts se retrouvent dans la littérature.

$$Coût\left(\frac{\text{€}}{t_{\text{évitée}}}\right) = Coût\left(\frac{\text{€}}{t_{\text{captée}}}\right) \frac{\tau_c}{\eta - (1 - \tau_c)}$$

$\eta$  correspond au rendement énergétique de la centrale sans captage,  $\eta_c$  avec captage et  $\tau_c$  au taux de captage du CO<sub>2</sub>.

#### **2.2.2. Utilisation du modèle dans le simulateur**

Le simulateur dédié à la simulation des scénarios de CSC à l'échelle du territoire métropolitain français est basé sur une représentation graphique des différents émetteurs industriels, systèmes de captage, équipements de transport (pipelines) et lieu de stockage (réservoirs). Chaque élément est représenté par une icône et chaque flux de matière par une flèche. Cet ensemble interconnecté constitue un flowsheet qui fournit une représentation graphique permettant d'appréhender le système dans son

ensemble. Un modèle mathématique est associé à chaque icône. Ce modèle peut décrire le fonctionnement d'un système de captage, d'un équipement de transport ou d'un réservoir de stockage. Il utilise un ensemble de paramètres qui permettent de décrire les flux de matière en sortie en fonction des caractéristiques des flux de matière en entrée. L'illustration 12 recense tous les paramètres du modèle de captage disponible dans le simulateur.

Captage – 2 sorties, 21 paramètres		
#	Paramètres	Valeur par défaut
1	CO <sub>2</sub> capture system in operation (No = 0, Yes = 1)	0
2	Industrial activity (User defined, Operating CCGT - Post <sup>13</sup> , New CCGT - Post, New CCGT – Pre, New – CCGT – Oxy, Operating coal burning station – Post, New coal-burning station - Post, New coal burning station – Oxy, New IGCC <sup>14</sup> - Pre, Fioul oil – Post, Ammonia industry 100% CO <sub>2</sub> , Ammonia industry 8% CO <sub>2</sub> , Waste treatment plant - Post, Paper mill - Post, Chemical industry - Post, Cement plant - Post, Oil&Gas industry - Post, Siderurgy - Post)	1 (= User defined part)
3	Year of simulation (2010, 2020, 2050)	1 (= 2010)
4	CO <sub>2</sub> emissions (tCO <sub>2</sub> /year) (if 0 then stream value or default value)	0
5	Plant efficiency without CO <sub>2</sub> capture system (%) (if 0 then default value)	0
6	Plant efficiency with CO <sub>2</sub> capture system (%) (if 0 then default value)	0
7	CO <sub>2</sub> capture efficiency (%) (if 0 then default value)	0
8	NO <sub>x</sub> capture efficiency (%) (if 0 then default value)	0
9	SO <sub>x</sub> capture efficiency (%) (if 0 then default value)	0
10	Energy consumption for CO <sub>2</sub> capture (GJ/t of captured CO <sub>2</sub> )	4
11	Electricity consumption for CO <sub>2</sub> capture and compression (kWh/t of captured CO <sub>2</sub> )	0,03
12	Cost of CO <sub>2</sub> capture only (euros/t of avoided CO <sub>2</sub> ) (if 0 then default value)	0
13	Cost of CO <sub>2</sub> compression (euros/t of captured CO <sub>2</sub> ) (if 0 then default value)	

<sup>13</sup> CCGT : Combined Cycle Gas Turbine

<sup>14</sup> IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle

Captage – 2 sorties, 21 paramètres		
#	Paramètres	Valeur par défaut
14	Équipements lifetime (years)	50
15	CO <sub>2</sub> position in the gas phase list	0
16	NO <sub>x</sub> position in the gas phase list	0
17	SO <sub>x</sub> position in the gas phase list	0
18	Type of fossil fuel consumed (Diesel, Natural gas, Coal, Naphta, Raw petrol, Waste)	1 (= Diesel)
19	Consumed fuel LHV (MJ/kg) (if 0 then default value)	0
20	Treated CO <sub>2</sub> (%) (% of the total amount of CO <sub>2</sub> emissions at plant site)	100
21	Capital cost of the CO <sub>2</sub> capture system (euros)	0

Illustration 12 - Paramètres du modèle de captage disponible dans le simulateur.

Le modèle de captage de CO<sub>2</sub> permet, sur la base des émissions atmosphériques d'un émetteur industriel et d'un ensemble de paramètres caractérisant un système de captage de CO<sub>2</sub> spécifique, de calculer un bilan matière (nouvelles émissions atmosphériques, CO<sub>2</sub> capturé, CO<sub>2</sub> évité) lié à la mise en place de ce système de captage, d'en évaluer la dépense énergétique associée ainsi que les coûts de fonctionnement.

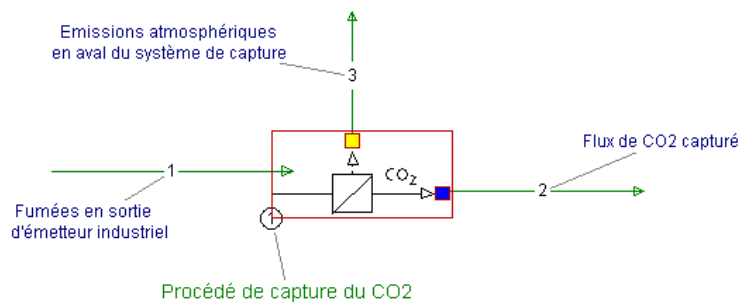


Illustration 13 - Représentation graphique d'un système de captage associé à un émetteur industriel du simulateur.

Ce modèle utilise une icône associée qui dispose de deux sorties. Une première sortie constitue le flux de CO<sub>2</sub> capté destiné à être transporté, la seconde représente le flux des émissions atmosphériques de l'émetteur industriel. Ces émissions sont constituées du flux gazeux non traité (lorsque l'émetteur possède plusieurs sources d'émissions

diffuses sur un site industriel) et du flux gazeux traité mais n'ayant pas été capté par le système de captage, l'efficacité de ce dernier ne dépassant que très rarement 90 %.

L'interface graphique permettant de renseigner les valeurs des différents paramètres utilisés par le modèle se présente de la façon suivante :

Parameters of Equipment #1 - Capture - Capture	
Parameters	Values
CO2 capture system in operation (No = 0, Yes = 1)	1
Industrial activity	Operating CC
Year of simulation	2010
CO2 emissions (tCO2/year) (if 0 then stream value or default value)	0
Plant operating efficiencies	Edit
Gaseous species capture efficiencies	Edit
Energy consumption assessment	Edit
Costs assessment	Edit
Equipements lifetime (years)	50
Hidden parameters	Edit

Illustration 14 - Principale interface graphique du modèle de captage.

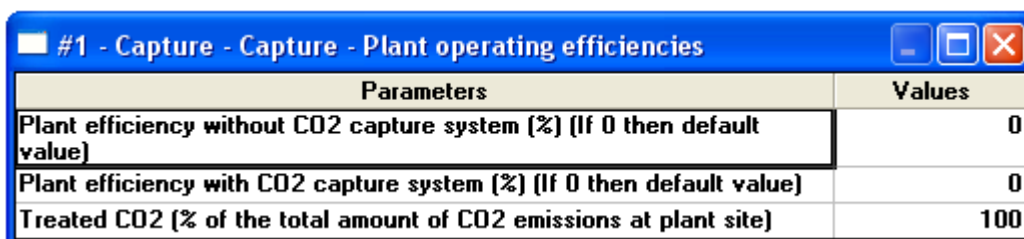
Le paramètre #1 permet à l'utilisateur de décider de réaliser ou non les calculs associés à la mise en place d'un système de captage. L'intérêt de cette fonctionnalité se justifie par la possibilité de passer directement d'une simulation d'une situation de référence sans système de captage à la simulation d'un scénario de captage et ce sans avoir à modifier le diagramme de flux (flowsheet).

Le paramètre #2 permet de sélectionner un type d'industrie particulier. Dix-sept possibilités (2-18) sont offertes à l'utilisateur. Une dix-huitième possibilité (n° 1 dans la liste de choix = User defined) permet à l'utilisateur de paramétrer entièrement un type de captage donné dont les caractéristiques ne seraient pas fournies dans la base de données associée au modèle. Le paramètre #3 permet de choisir l'année de simulation. Trois choix sont possibles 2010, 2020 ou 2050 en fonction du scénario prospectif que l'on souhaite évaluer. Une base de données de caractéristiques de fonctionnement relatives à chaque émetteur industriel et à chaque procédé de captage est associée au modèle.

Le paramètre #4 permet de spécifier directement dans le modèle le débit massique annuel de CO<sub>2</sub> à prendre en compte pour les évaluations énergétiques, économiques et les bilans matière. Par défaut, le modèle utilise comme flux d'entrée, les fumées émises par un émetteur industriel.

Les paramètres #5 et #6 (Plant operating efficiencies) permettent à l'utilisateur de préciser l'efficacité de l'installation industrielle lorsqu'elle fonctionne avec ou sans système de captage du CO<sub>2</sub>. Des valeurs d'efficacité pour chaque émetteur industriel proposé dans la liste déroulante (paramètre #2) sont fournies, par ailleurs, dans une base de données. Le paramètre #20 représente la part des émissions totales d'un site

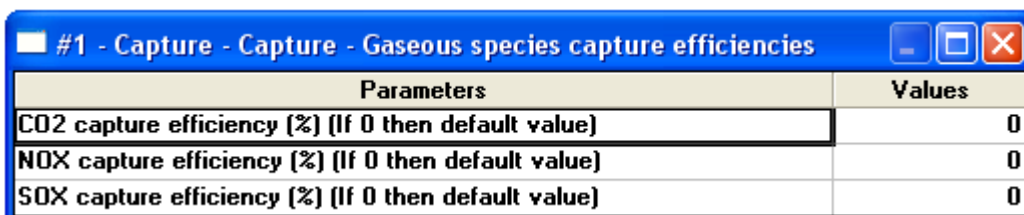
industriel donné pouvant être traitée par le système de captage. Par exemple, sur un site industriel sidérurgique, les émissions de CO<sub>2</sub> ne sont pas concentrées en un seul point mais sont réparties en plusieurs endroits du site. La stratégie de captage privilégie souvent le ou les flux gazeux pour lesquels la pression partielle en CO<sub>2</sub> est la plus forte, les autres flux n'étant pas retenus pour être traités. Ainsi, on envisage de ne traiter qu'une seule partie du CO<sub>2</sub> total potentiellement traitable à l'échelle du site. La valeur de ce paramètre varie généralement entre 60 et 100 %.



Parameters	Values
Plant efficiency without CO2 capture system [%] (If 0 then default value)	0
Plant efficiency with CO2 capture system [%] (If 0 then default value)	0
Treated CO2 [% of the total amount of CO2 emissions at plant site]	100

Illustration 15 - Interface graphique du modèle de captage (1).

Une deuxième boîte rassemble les paramètres #7, #8 et #9 spécifiant respectivement les efficacités de captage du procédé pour le CO<sub>2</sub>, les NO<sub>x</sub> et les SO<sub>x</sub>. Des efficacités de captage par défaut pour chaque type de procédé sont fournies dans la base de données associée au modèle.



Parameters	Values
CO2 capture efficiency [%] (If 0 then default value)	0
NOX capture efficiency [%] (If 0 then default value)	0
SOX capture efficiency [%] (If 0 then default value)	0

Illustration 16 - Interface graphique du modèle de captage (2).

Les dépenses énergétiques associées au captage du CO<sub>2</sub> sont calculées à partir des paramètres #10 et #11 inclus dans la boîte « Energy consumption assessment ». Le paramètre #10 correspond à la dépense énergétique (calorifique) moyenne du procédé, typiquement de l'ordre de 4 GJ/t de CO<sub>2</sub> capturé pour les procédés actuels de captage aux amines installés en post-combustion. Le paramètre #11 définit les consommations électriques associées à la circulation des flux de matière au sein du procédé (circulation des solutions d'amines par exemple) ainsi qu'à la compression du CO<sub>2</sub> avant transport.

Les paramètres #18 (Type of fuel consumed) et #19 (consumed fuel LHV (MJ/kg)) permet à l'utilisateur d'évaluer la dépense énergétique associée au captage de façon indirecte en s'affranchissant de la donnée du paramètre #10.



Parameters	Values
Energy consumption for CO2 capture [GJ/t of captured CO2]	4
Electricity consumption for CO2 capture and compression [kWh/t of captured CO2]	0.03
Type of fossil fuel consumed	Diesel
Consumed fuel LHV [MJ/kg] (if 0 then default value)	Diesel Natural gas Coal Naphta Raw petrol Waste

Illustration 17 - Interface graphique du modèle de captage (3).

La quatrième boîte « Costs assessment » comporte trois paramètres décrivant les coûts associés au captage du CO<sub>2</sub> (paramètre #12) et à la compression du CO<sub>2</sub> avant transport (paramètre #13). Par défaut, ces paramètres ont une valeur nulle et le modèle utilise des données par défaut disponibles dans la base de données. Enfin, le paramètre #21 permet à l'utilisateur de fournir les coûts d'investissement du système de captage (en euros).

Parameters	Values
Cost of CO2 capture only [euros/t of avoided CO2] (if 0 then default value)	0
Cost of CO2 compression [euros/t of avoided CO2] (if 0 then default value)	0
Capital cost of the CO2 capture system [euros]	0

Illustration 18 - Interface graphique du modèle de captage (4).

Le paramètre #14 (Equipements lifetime) permet de calculer les coûts de production associés au captage du CO<sub>2</sub> en rapportant les coûts d'investissement à la durée de vie du système et y ajoutant les coûts de fonctionnement.

Enfin, les paramètres #15 (CO<sub>2</sub> position in the gas phase list) et #16 (NO<sub>x</sub> position in the gas phase list) et #17 (SO<sub>x</sub> position in the gas phase list) doivent absolument être renseigné par l'utilisateur avant tout calcul. Ils sont utilisés par le modèle pour associer à chaque constituant gazeux un débit massique défini dans le ou les flux d'entrée du système.

## 2.3. MODÈLE DE TRANSPORT DU CO<sub>2</sub> INTÉGRÉ AU SIMULATEUR

### 2.3.1. Modélisation du transport du CO<sub>2</sub>

Le transport est l'étape du CSC qui relie les émetteurs aux réservoirs de stockage. Deux modes principaux de transport de CO<sub>2</sub> sont identifiés : le transport par bateaux et le transport par gazoducs. Tous deux permettront d'acheminer le CO<sub>2</sub> sous forme

liquide (augmentation du débit volumique de façon à réduire la taille des équipements) jusqu'au puits de stockage. Le transport de gaz liquéfié est largement mis en œuvre (CO<sub>2</sub>, GPL, GNL). Qu'il se fasse par pipeline ou par bateau, le transport de gaz liquéfié est une technique éprouvée et parfaitement maîtrisée. Pour les besoins de la simulation des scénarios de CSC à l'échelle du territoire français, le transport par pipelines onshore ou offshore a été particulièrement étudié.

### **a) Consommation d'énergie liée à la recompression**

Après captage, le CO<sub>2</sub> est comprimé à une pression comprise entre 8 et 10 MPa. Il est alors acheminé vers le lieu final de stockage au moyen d'un pipeline pouvant être, par exemple, onshore ou offshore. L'écoulement du gaz le long du gazoduc s'accompagne d'une perte de pression (perte de charge). En fonction de la distance de transport, il peut être nécessaire de recomprimer le gaz. De la même façon que pour la compression initiale prise en compte au niveau du système de captage, l'énergie de recompression est évaluée par la formule suivante :

$$E = C_{el} \ln \left( \frac{P_{outlet}}{P_{inlet}} \right) F_{CO_2}$$

avec,  $E$  la consommation d'énergie (kJ/s),  $P_{outlet}$  la pression aval,  $P_{inlet}$  la pression amont,  $C_{en}$  une constante (= 87,85 kJ/kg) et  $F_{CO_2}$  le débit massique de CO<sub>2</sub> (kg/s).

### **b) Émissions liées au transport par pipeline**

Les émissions liées au transport par pipeline peuvent être attribuées à différents facteurs. Pour le transport par pipeline du gaz naturel par exemple, la recompression est assurée par des compresseurs alimentés par une partie du flux de gaz transporté. Ces recompressions intermédiaires génèrent un « déficit » dans le débit total de gaz transporté qui peut être identifié comme une perte ainsi que des émissions (fumées de combustion). D'autres stations de recompression utilisent des alimentations électriques qui ne génèrent pas directement d'émissions gazeuses. D'une façon générale, nous avons choisi d'utiliser les données disponibles dans le rapport n° 5 d'Ecoinvent dans lequel les fuites de méthane le long des gazoducs sont évaluées à environ 0,026 % du débit transporté sur une distance de transport de 1 000 km.

### **c) Coûts du transport du CO<sub>2</sub>**

Le coût du transport de CO<sub>2</sub> est directement lié aux caractéristiques des gazoducs employés (diamètre, fonction du débit de gaz à transporter), épaisseur normalisée de la paroi, longueur, implantation on-offshore). Les coûts (IPCC, 2005) peuvent être divisés en trois catégories :

- les coûts de construction :

- coûts des matériaux de construction, des équipements (métal, revêtement, protection cathodique, équipements de télécommunication, station de recompression),
- coûts d'installation (main d'œuvre) ;
- les coûts opératoires et les coûts de maintenance ;
- les autres coûts (gestion de projet, assurances...).

Ces coûts sont plus importants lorsque des stations de recompression sont nécessaires pour compenser les pertes de charge ou lorsque le terrain est difficile (région montagneuse, traversée de réserves naturelles, présence d'obstacles naturels comme les rivières). Les coûts de transport diminuent avec les quantités de CO<sub>2</sub> transportées (cf. Illustration 19).

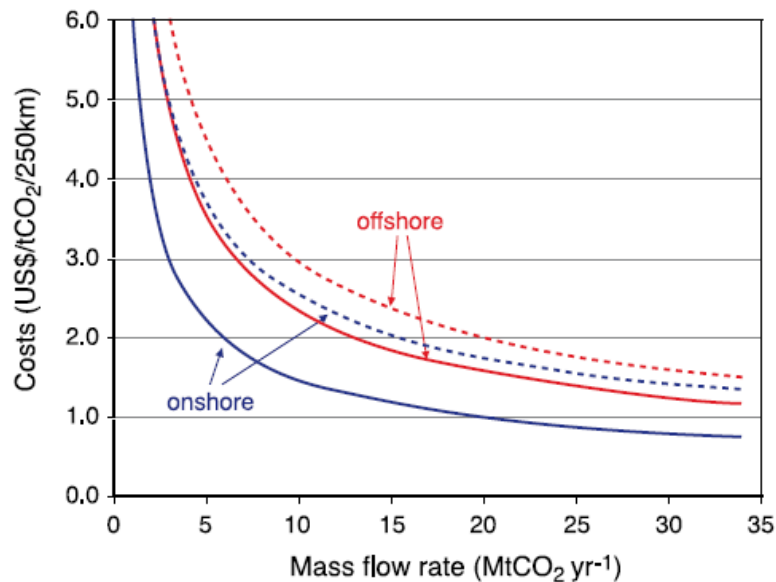


Illustration 19 - Coûts du transport du CO<sub>2</sub> par pipeline onshore et offshore en fonction du débit transporté (IPCC, 2005).

Pour un débit annuel de 6 Mt de CO<sub>2</sub>, on observe (cf. Illustration 20) que les coûts de transport par pipeline sont directement proportionnels aux kilomètres parcourus et que le transport par bateau devient économiquement compétitif par rapport au transport par pipeline offshore pour des distances supérieures à 1 000 km.

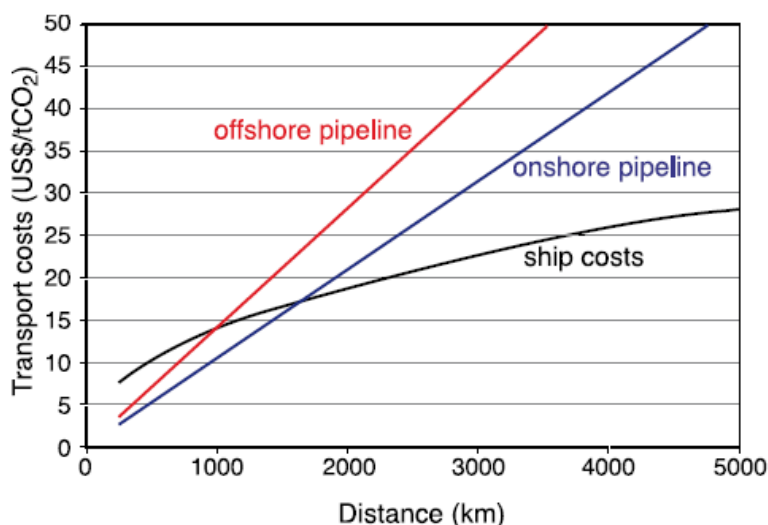


Illustration 20 - Coûts du transport de CO<sub>2</sub> par pipeline onshore, offshore et par bateau en fonction de la distance pour un débit de CO<sub>2</sub> égal à 6Mt/an (IPCC, 2005).

### 2.3.2. Utilisation du modèle dans le simulateur

Les paramètres du modèle de transport disponible dans le simulateur sont les suivants :

Transport – 2 sorties, 18 paramètres		
#	Paramètres	Valeur par défaut
1	Type of CO <sub>2</sub> transport facility (Pipeline onshore, pipeline offshore, ship)	1 (= Pipeline onshore)
2	Distance (km)	0
3	Leackage (%/1 000km)	0.026
4	CO <sub>2</sub> compressibility (-)	0.25
5	CO <sub>2</sub> mean temperature during transport (°C)	12
6	CO <sub>2</sub> upstream pressure (Mpa)	10
7	Pipeline elevation (m)	0
8	Pipeline internal roughness (mm)	0.0457
9	Pipeline maximum operating pressure (MPa)	15.3
10	Specified minimum yield stress of the material (MPa)	483

Transport – 2 sorties, 18 paramètres		
#	Paramètres	Valeur par défaut
11	Longitudinal joint factor (-)	1
12	Design factor (-)	0.72
13	CO <sub>2</sub> pressure drop along the pipe (kPa/km)	10
14	Pipeline building (MJ/kg)	31.31
15	Cost (euros/t.km) (If 0 then Default value)	0
16	Lifetime (years)	50
17	Recommended minimum operating pressure (Mpa)	8.6
18	Pipeline NPS (if 0 then pipeline NPS calculation) 0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 36, 38, 40, 42, 44, 46, 48, 50, 52, 54, 56, 58, 60	0

Illustration 21 - Paramètres du modèle de transport disponible dans le simulateur.

Le modèle de transport utilise les caractéristiques du flux de CO<sub>2</sub> à transporter (débit, température...), ainsi que les paramètres du modèle pour calculer les diamètres de gazoducs, les pertes de charges, les recompressions éventuellement nécessaires, l'énergie nécessaire à la recompression et les coûts associés au transport.

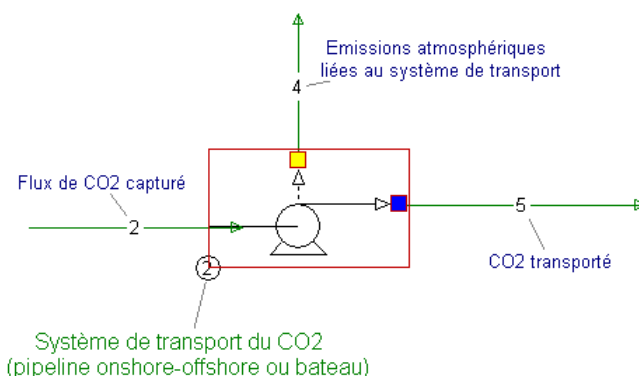


Illustration 22 - Représentation graphique d'un système de transport.

Ce modèle utilise une icône associée qui dispose de deux sorties. Une première sortie constitue le flux de CO<sub>2</sub> sous pression acheminé de l'émetteur industriel jusqu'au réservoir de stockage, la seconde représente le flux des émissions atmosphériques liées au transport du CO<sub>2</sub> (fuites).

L'interface graphique permettant de renseigner les valeurs des différents paramètres utilisés par le modèle se présente de la façon suivante :

Parameters of Equipment #1 - Transport - Transport	
Parameters	Values
Type of CO2 transport facility	Pipeline onsh ▼
Distance (km)	0
Leackage (%/1000km)	0.026
CO2 compressibility (-)	0.25
CO2 mean temperature during transport (°C)	12
CO2 upstream pressure (Mpa)	10
Pipeline elevation (m)	0
Pipeline characteristics	Edit
CO2 pressure drop along the pipe (kPa/km)	10
Pipeline building (MJ/kg)	31.31
Cost (euros/t.km) (If 0 then Default value)	0
Lifetime (years)	50
Pipeline NPS (if 0 then pipeline NPS calculation)	0 ▼
Hidden parameters	Edit

Illustration 23 - Principale interface graphique du modèle de transport.

Le type d'équipements mis en œuvre pour transporter le CO<sub>2</sub> est d'abord choisi (paramètre #1). La distance à parcourir est ensuite renseignée (paramètre #2). Le modèle peut prendre en compte des fuites de gaz sur le parcours (paramètre #3).

L'utilisateur doit ensuite spécifier le coefficient de compressibilité du CO<sub>2</sub> (paramètre #4) qui est, dans l'absolu, une fonction non-linéaire de la pression et de la température. Dans la gamme de pression communément rencontrée pour le transport du CO<sub>2</sub> sous pression (*i.e.* 8 < pression < 16 MPa et 5 < température < 40°C), ce coefficient est compris entre 0,17 et 0,3. La température de transport doit être fournie (paramètre #5).

Le modèle de Mohitpour *et al.* (2003) est utilisé pour calculer le diamètre interne ( $D_i$ ) du gazoduc à mettre place pour transporter le débit de CO<sub>2</sub> considéré. La valeur de  $D_i$  est calculée selon :

$$D_i = \left( \frac{-64Z_{ave}^2 R^2 T_{ave}^2 f_F \dot{m}^2 L}{\pi^2 [MZ_{ave} R T_{ave} (p_2^2 - p_1^2) + 2gP_{ave}^2 M^2 (h_2 - h_1)]} \right)^{1/5} \quad (1)$$

où  $Z_{ave}$  est la compressibilité moyenne du CO<sub>2</sub> le long du parcours (paramètre #4) ; R est la constante universelle des gaz parfaits (Pa m<sup>3</sup>/ mol K) ;  $T_{ave}$  est la température moyenne du CO<sub>2</sub> sur la parcours (K, paramètre#5) ;  $\dot{m}$  est le débit massique de CO<sub>2</sub> à transporter (kg/s), M est la masse molaire du flux de gaz transporté (g/mol), p est la pression du CO<sub>2</sub> aux points 1 et 2, qui sont respectivement les points amont et aval,

$h$  est la dénivellation du gazoduc le long du parcours (m, paramètre #7), où 1 et 2 représentent les localisations amont et aval respectivement.

Du fait de pertes de charge liées à l'écoulement du CO<sub>2</sub>, la pression varie de façon non linéaire le long du parcours. La pression moyenne  $P_{ave}$  est évaluée selon :

$$P_{ave} = \frac{2}{3} \left( p_2 + p_1 - \frac{p_2 p_1}{p_2 + p_1} \right) \quad (2)$$

Ainsi, l'équation (1) permet de calculer le diamètre interne du gazoduc pour une perte de charge donnée. Cependant, le facteur de friction de Fanning  $f_F$  est une fonction du diamètre de pipeline. Aucune relation analytique ne relie ce facteur au diamètre interne. Une approximation explicite est fournie par (Zigrang & Sylvester, 1982) :

$$\frac{1}{2\sqrt{f_F}} = -2.0 \log \left\{ \frac{\varepsilon / D_i}{3.7} - \frac{5.02}{Re} \log \left[ \frac{\varepsilon / D_i}{3.7} - \frac{5.02}{Re} \log \left( \frac{\varepsilon / D_i}{3.7} + \frac{13}{Re} \right) \right] \right\} \quad (3)$$

où,  $\varepsilon$  correspond à la rugosité interne du gazoduc (m, paramètre #8), dont la valeur est proche de 0.0457 pour des gazoducs commerciaux (Boyce, 1997) et  $Re$  est le nombre de Reynolds défini par :

$$Re = \frac{4\dot{m}}{\mu\pi D_i} \quad (4)$$

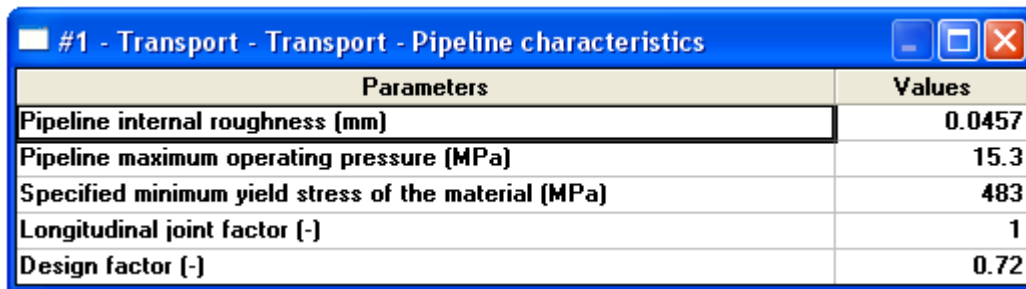
où  $\mu$  est la viscosité du fluide (Pa s).

Les équations (2), (4) et (5) sont résolues de façon itérative en initialisant la vitesse du fluide à 1,4 m/s. Les gazoducs n'étant pas disponibles dans toutes les tailles, il convient d'ajuster le diamètre calculé afin de prendre en compte cette normalisation ainsi que l'épaisseur de l'âme des gazoducs. La discrétisation en taille des gazoducs est référencée en termes de NPS (Nominal Pipe Size) compris entre 2 et 60 (NPS 20 étant égal à un diamètre externe de 508 mm).

L'épaisseur de l'âme du gazoduc est calculée à partir de la relation suivante :

$$t = \frac{p_{mop} D_o}{2SEF} \quad (5)$$

où  $p_{mop}$  désigne la pression maximale d'utilisation du pipe (MPa, paramètre #9),  $D_o$  le diamètre externe (m),  $S$  dépend de la spécification et de la nature des alliages utilisés pour construire le gazoduc et représente la contrainte mécanique minimum qui, appliquée à la structure des tuyaux, s'accompagnerait de leur destruction (Pa, paramètre #10).  $E$  désigne un facteur de dilatation longitudinale (-, paramètre #11) et  $F$  un facteur de forme (-, paramètre #12).



Parameters	Values
Pipeline internal roughness (mm)	0.0457
Pipeline maximum operating pressure (MPa)	15.3
Specified minimum yield stress of the material (MPa)	483
Longitudinal joint factor (-)	1
Design factor (-)	0.72

Illustration 24 - Interface graphique du modèle de transport (1).

La pression amont est fixée par le système de captage. Elle est renseignée dans le modèle de transport par le paramètre #6. À partir de cette pression amont et de l'initialisation de la perte de charge (paramètre #13), un premier diamètre interne est calculé, puis l'épaisseur de l'âme du gazoduc, ce qui aboutit par la sélection du NPS supérieur le plus proche. À partir de ce NPS, une nouvelle perte de charge est calculée et le processus itératif se déroule jusqu'à ce qu'il n'y ait plus d'évolution des grandeurs calculées.

Dans le cas particulier d'une jonction de gazoduc, en un gazoduc de plus grosse taille, la pression amont est évaluée en faisant une hypothèse d'un mélange isotherme de fluides parfaits. La nouvelle pression  $P_3$  est calculée en fonction des pressions amont  $P_1$  et  $P_2$  par

$$P_3 = \frac{P_1 Q_1 + P_2 Q_2}{Q_1 + Q_2} \quad (6)$$

Le paramètre #15 permet de spécifier un coût de transport (euros/t.km). Si l'utilisateur ne spécifie pas de valeur particulière, le coût du transport est évalué selon les données disponibles dans le rapport IPCC, 2005 (cf. Illustration 20). Les coûts de construction sont également évalués dans le modèle. Ces coûts de construction sont divisés en trois postes :

- le coût des matériaux de construction ;
- le coût de la main d'œuvre ;
- le coût des différentes charges qui comprennent la surveillance du chantier, l'ingénierie de construction, la supervision des travaux, les équipements de télécommunication, les taxes, les taxes et aides diverses.

Ces coûts sont calculés à partir de la relation (McCoy et Rubin, 2008) :

$$\log(\text{Cost}) = \sum_{i=1}^3 a_{1,i} + a_{2,i} \log(L) + a_{3,i} \log(D_{NPS})$$

(7)

$i = 1$  matériaux

$i = 2$  main d'oeuvre

$i = 3$  autres charges



où  $L$  désigne la longueur du gazoduc (km) et  $D_{NPS}$  le diamètre nominal. Les coefficients  $a_{j,i}$  (en équivalent US\$) sont donnés dans l'illustration 25.

$a_{j,i}$ $j \downarrow$	$i \rightarrow$	1	2	3
1		3,112	4,487	4,390
2		0,901	0,820	0,783
3		1,590	0,940	0,791

Illustration 25 - Coefficients du modèle de coût de construction des gazoducs.

## 2.4. MODÈLE DE STOCKAGE DU CO<sub>2</sub> INTÉGRÉ AU SIMULATEUR

### 2.4.1. Modélisation du stockage du CO<sub>2</sub>

La modélisation du stockage du CO<sub>2</sub> a pour objectif d'associer à un site de stockage sélectionné, des émissions de gaz (fuites à l'injection, étanchéité imparfaite du réservoir, des systèmes de bouchage de puits), des consommations énergétiques, essentiellement liées à la compression du CO<sub>2</sub> avant injection, et des coûts de fonctionnement. Différentes options sont envisagées pour séquestrer le CO<sub>2</sub> dans des formations géologiques. L'objectif de l'injection peut être double en séquestrant d'une part ce gaz et d'autre part en permettant la récupération assistée de combustibles fossiles comme le gaz naturel ou le pétrole (EOR<sup>15</sup>, EGR<sup>16</sup>, ECBM<sup>17</sup>). Le CO<sub>2</sub> peut aussi être stocké par dissolution dans les solutions salines d'aquifères profonds. Ces options de stockage se distinguent par des coûts d'injection et des consommations énergétiques spécifiques au site sélectionné.

#### a) Émissions

Selon Odeh (2008), du fait du manque de données disponibles dans la littérature, les émissions et les consommations énergétiques liées à l'injection de CO<sub>2</sub> dans le sol sont estimées à partir des retours d'expériences des industries pétrolières et du gaz naturel. À l'échelle des durées de stockage prévues pour le CO<sub>2</sub>, les fuites du réservoir sont négligeables sur la durée de vie des systèmes de captage de CO<sub>2</sub>. L'évaluation de la fraction de CO<sub>2</sub> injectée et non retenue par un réservoir géologique donné dépend fortement du site retenu et en particulier, du type de réservoir, de son intégrité, des systèmes d'injection et des technologies permettant d'étanchéifier les puits d'injection. Pour les projets de mise en service de réservoirs de stockage de grande

<sup>15</sup> Enhanced Oil Recovery

<sup>16</sup> Enhanced Gas Recovery

<sup>17</sup> Enhanced Coalbed Methane

taille, en faisant l'hypothèse d'une sélection correcte des sites de stockage, d'une optimisation de leur utilisation et de leur gestion, il est possible de formuler les règles suivantes :

- il est très probable que la fraction du CO<sub>2</sub> injecté, retenue au sein du réservoir soit supérieure à 99 % à un horizon de 100 ans ;
- il est probable que cette même fraction représente encore plus de 99 % à un horizon de 1 000 ans.

La réémission de CO<sub>2</sub> stocké peut donc être estimée à 1 % du volume de CO<sub>2</sub> stocké sur les premiers mille ans soit une perte du millième de % du volume en place par an (0,001 %). Les émissions liées au fonctionnement de équipements de compression de du CO<sub>2</sub> avant injection sont négligées.

### ***b) Consommation d'énergie***

La consommation d'énergie liée à l'injection du CO<sub>2</sub> dépend du nombre de puits d'injection et de leur injectivité et de la profondeur d'injection. La pression d'injection à appliquer en tête de puits est déterminée par la somme de la pression hydrostatique, de la perte de charge du CO<sub>2</sub> entre la tête de puits et le fond du réservoir de stockage et de la surpression d'injection nécessaire à la dispersion du gaz dans les porosités des matériaux (roches, minéraux, charbon) qui constituent ce réservoir. Cette surpression d'injection est généralement comprise entre 20 et 80 bars en fonction des caractéristiques du réservoir.

### ***c) Coûts du stockage de CO<sub>2</sub>***

Les principaux coûts d'investissement liés au stockage du CO<sub>2</sub> correspondent au forage des puits d'injection, aux dépenses d'infrastructure et à la gestion des projets de stockage. Les coûts opératoires incluent les coûts de la main d'œuvre, des opérations de maintenance et les dépenses de combustibles fossiles nécessaires au fonctionnement des infrastructures de stockage. Les coûts de contrôle et de surveillance viennent en plus de ces coûts opératoires. Ils ne sont généralement pas agrégés à ces derniers mais fournis séparément. Ces coûts dépendent fortement des contraintes réglementaires et, évidemment, de la durée prévue d'enregistrement et de contrôle de l'intégrité du site de stockage et des fuites éventuelles. Il est envisageable qu'à long terme viennent s'ajouter des coûts de réhabilitation des sites.

Les coûts de stockage du CO<sub>2</sub> sont fortement dépendants du type de site sélectionné et donc très variables. Ces coûts dépendent des options de stockage (réservoir de gaz ou de pétrole, formations salines...) de leur emplacement (sur le continent ou en mer) des caractéristiques propres au réservoir et des bénéfices que l'on peut envisager tirer de la vente de tout produit potentiellement récupérable après injection du CO<sub>2</sub>. Les équipements et les technologies mises en œuvre pour réaliser les opérations d'injection sont d'ores et déjà largement utilisées dans les industries gazières et pétrolières. Les coûts opératoires associés peuvent donc être évalués avec confiance.

Des études récentes réalisées aux États-Unis et en Europe indiquent que les coûts de stockage sont généralement inférieurs à 8 US\$/tCO<sub>2</sub>. Ces études indiquent également que 90% de la capacité de stockage disponible en Europe pourraient être utilisés à des coûts inférieurs à 2 US\$/tCO<sub>2</sub> (Wildenborg *et al.*, 2005b). L'évaluation de ces coûts montrent qu'il y a un potentiel très important de stockage à des coûts compris entre 1 et 8 €/tCO<sub>2</sub> stockée (cf. Illustration 26).

	Profondeur de stockage (m)		
	1000	2000	3000
Aquifère onshore	1,8	2,7	5,9
Aquifère offshore	4,5	7,3	11,4
Champ de gaz naturel onshore	1,1	1,6	3,6
Champ de gaz naturel offshore	3,6	5,7	7,7
Ancien gisement de pétrole onshore	1,1	1,6	3,6
Ancien gisement de pétrole offshore	3,6	5,7	7,7

*Illustration 26 - Coûts de stockage du CO<sub>2</sub> (euros/tCO<sub>2</sub> stockée), monitoring non compris (Hendricks, 2004).*

Si une récupération d'hydrocarbures est associée au stockage du CO<sub>2</sub>, le stockage du CO<sub>2</sub> peut devenir rentable si la profondeur de stockage n'est pas trop importante.

	Profondeur de stockage		
	Faible profondeur	Profondeur moyenne	Profondeur importante
Récupération assistée de pétrole, gisement onshore (EOR)	-10	0	10
Récupération assistée de pétrole, gisement offshore (EOR)	-10	3	20
Récupération assistée de méthane, injection en veines de charbon (ECBM)	0	10	30

*Illustration 27 - Coûts de stockage du CO<sub>2</sub> (euros/tCO<sub>2</sub> stockée), monitoring non compris (Hendricks, 2004).*

Les coûts de monitoring ont été estimés pour deux scénarios de séquestration, le premier pour un stockage en gisement de pétrolifère avec récupération assistée de pétrole, le second pour un stockage au sein d'un aquifère salin (Benson *et al.*, 2005). Pour les deux scénarios étudiés, ces coûts se sont élevés à 0,05 US\$/tCO<sub>2</sub> stockée. Le coût d'un monitoring plus poussé a été évalué à un coût compris entre 0,069 et 0,085 US\$/tCO<sub>2</sub>. La durée estimée du monitoring inclut une période de 30 ans correspondant à la période d'injection ainsi qu'une période de 20 ans de surveillance après fermeture du site pour l'EOR et 50 ans pour le stockage en aquifère. Pour ces

scénarios, aucune évaluation n'a été réalisée pour prendre en compte les coûts de remédiation éventuels, pouvant survenir en cas de fuites de puits.

## 2.4.2. Utilisation du modèle dans le simulateur

Le modèle de stockage disponible dans le simulateur est basé sur la description qui précède. Ce modèle utilise un ensemble de 19 paramètres (cf. Illustration 28). Certains de ces paramètres sont identiques avec ceux du modèle de transport.

Ces paramètres servent à décrire le transport du CO<sub>2</sub> dans un pipeline du puits d'injection jusqu'au réservoir.

Stockage – 2 sorties, 19 paramètres		
#	Paramètres	Valeur par défaut
1	Reservoir type (Aquifer onshore, aquifer offshore, natural gas field onshore, natural gas field offshore, empty oil field onshore, empty oil field offshore, EOR onshore, EOR offshore, ECBM)	1 (= Aquifer onshore)
2	Depth of storage (m)	1700
3	Reservoir pressure (MPa)	17
4	Injection overpressure (MPa)	4
5	Number of injection wells	1
6	Reservoir leakage (% of the inflow per year)	0.001
7	Pipeline internal roughness (mm)	0.0457
8	Pipeline maximum operating pressure (MPa)	15.3
9	Specified minimum yield stress of the material (MPa)	483
10	Longitudinal joint factor (-)	1
11	Design factor (-)	0.72
12	CO <sub>2</sub> compressibility (-)	0.25
13	CO <sub>2</sub> mean temperature during transport (°C)	12
14	Indirect energy consumption for well building (primary MJ/m of well)	27360.4
15	Operating lifetime (years)	50
16	Number of types of wells	0
17	Number of closed wells of a given type	0
18	Associated indirect energy consumption (MJ/m of well)	0
19	Indirect energy consumption for platform building (primary MJ for 1 platform)	0

*Illustration 28 - Paramètres du modèle de stockage disponible dans le simulateur.*

Le modèle de stockage utilise les caractéristiques du flux de CO<sub>2</sub> à transporter (débit, température...) ainsi que les paramètres fournis par l'utilisateur pour calculer, les émissions (fuites), les diamètres des pipes d'injection, les pertes de charges du CO<sub>2</sub>, l'énergie nécessaire à la compression du CO<sub>2</sub> en tête de puits et les coûts associés.

Le modèle utilise une icône associée qui dispose de deux sorties. Une première sortie constitue le flux de CO<sub>2</sub> sous pression acheminé de la tête de puits jusqu'au réservoir géologique de stockage, la seconde représente le flux des émissions atmosphériques du centre de stockage (fuites).

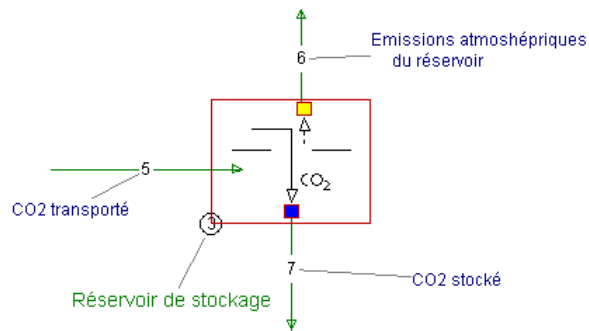


Illustration 29 - Représentation graphique d'un système de stockage du CO<sub>2</sub>.

L'interface graphique permettant de renseigner les valeurs des différents paramètres utilisés par le modèle se présente de la façon suivante :

Parameters of Equipment #1 - Réservoir - Storage	
Parameters	Values
Reservoir type	Aquifer offshc ▾
Depth of storage (m)	1700
Reservoir pressure (Mpa)	17
Injection overpressure (MPa)	4
Number of injection wells	1
Reservoir leakage (% of the inflow per year)	0.001
CO2 compressibility (-)	0.25
CO2 mean temperature during transport (°C)	12
Indirect energy consumption for wells building (primary MJ/m of well)	27360.4
Operating lifetime (years)	50
Formely used injection wells	Edit
Indirect energy consumption for plateforme building (primary MJ for 1 plateforme)	0
Hidden parameters	Edit

Illustration 30 - Principale interface graphique du modèle de stockage du CO<sub>2</sub>.

Cette boîte de dialogue permet à l'utilisateur de définir le site de stockage sélectionné :

- type de réservoir (paramètre #1) ;
- profondeur de stockage (paramètre #2) ;
- pression de réservoir (paramètre #3) ;
- surpression d'injection (paramètre #4).

À partir du débit de CO<sub>2</sub> à stocker et du nombre de puits d'injection (paramètre #5) fourni par l'IFP dans le cadre de la définition des scénarios, le modèle calcule l'injectivité par puits. Par une procédure similaire à celle décrite dans le modèle de transport, le modèle de captage utilise ensuite l'injectivité par puits et les caractéristiques de pipeline pour calculer :

- le diamètre de pipeline nécessaire pour garantir une injectivité donnée ;
- les pertes de charges du CO<sub>2</sub> de la tête de puits jusqu'au réservoir de stockage.

À partir de la pression hydrostatique du réservoir, de la surpression d'injection et de la perte de charge, le modèle calcule la pression totale d'injection nécessaire en tête de puits. À partir de la pression en bout de pipeline (fournie par le modèle de transport) et de la pression totale d'injection, le modèle calcule enfin la compression nécessaire en tête de puits et l'énergie consommée pour réaliser cette opération. L'énergie consommée par la compression est calculée à partir de la relation suivante :

$$E = C_{el} \ln \left( \frac{P_{outlet}}{P_{inlet}} \right) F_{CO_2}$$

avec,  $E$  la consommation d'énergie (kJ/s),  $P_{outlet}$  la pression du réservoir,  $P_{inlet}$  la pression total en tête de puits,  $C_{el}$  une constante (=87,85 kJ/kg) et  $F_{CO_2}$  le débit massique de CO<sub>2</sub> (kg/s).

Les paramètres #14 et #19 permettent de calculer les consommations indirectes d'énergie liées à la construction des puits et, éventuellement, des plateformes offshore d'injection. Les consommations indirectes liées à la construction de puits d'injection d'un type donné et qui ne sont plus en fonctionnement à l'année de simulation correspondant à un scénario donné peuvent être renseignées par l'intermédiaire des paramètres #16, #17 et #18.

Enfin, les coûts de stockages sont évalués à partir des données de la littérature (cf. Illustration 26). Les coûts de monitoring sont fournis dans un fichier de données spécifique « message.txt ». Par défaut ces coûts de monitoring sont fixés à 0,05 US\$/t CO<sub>2</sub> stockée.

## 3. Simulation des scénarios de CSC

### 3.1. DESCRIPTION DES SCÉNARIOS ET HYPOTHÈSES

Quatre scénarios de déploiement de la technologie CSC en France à l'horizon 2020 et 2050 sont envisagés (scénarios nommés 1, 2, 3a et 3b). La définition de ces scénarios a été le fruit du travail de l'IFP. L'ensemble des hypothèses retenues pour la construction des scénarios est récapitulé dans une note de synthèse<sup>18</sup> à laquelle il convient de se reporter pour plus de détails.

#### a) Sites industriels

Les travaux menés par l'IFP dans le cadre de la définition des scénarios ont permis d'identifier les 41 sites industriels sur le territoire national potentiellement concernés par la mise en place du captage du CO<sub>2</sub> (cf. Illustration 31). Ce sont les sites industriels français qui en 2005 ont émis plus de 0,9 MtCO<sub>2</sub> auxquels s'ajoutent les sites de production d'ammoniac pour lesquels le captage du CO<sub>2</sub> peut être facilement envisagée. Ces sites appartiennent à huit secteurs d'activités (production d'énergie, raffinage, chimie-pétrochimie, sidérurgie, cimenterie, papeterie, traitement de déchets, production d'ammoniac).

Ces sites industriels français ont été regroupés selon leur secteur d'activité et regroupés selon leur localisation sur le territoire en cinq groupes (groupes notés de I à V) :

- Groupe I : Nord - Pas-de-Calais ;
- Groupe II : Lorraine ;
- Groupe III : Île-de-France / Haute-Normandie ;
- Groupe IV : région PACA ;
- Groupe V : Pays de la Loire.

Les sites industriels dispersés sur le territoire ne pouvant être intégrés à ces cinq groupes sont rassemblés au sein d'un groupe nommé « autre ».

---

<sup>18</sup> Note IFP « Hypothèses retenues pour l'estimation du CO<sub>2</sub> à capter à l'horizon 2020 et 2050 ».

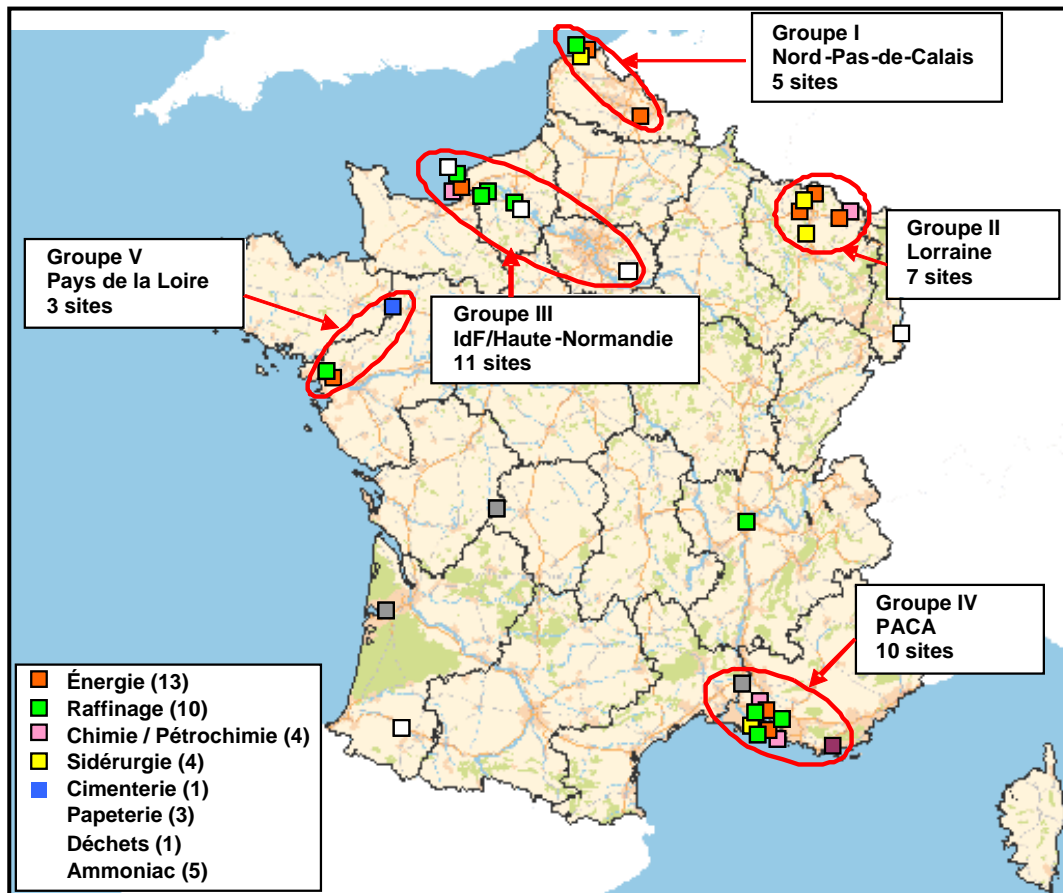


Illustration 31 - Localisation des 41 sites industriels retenus sur le territoire français sélectionnés (source : IFP).

### **b) Émetteurs industriels potentiellement concernés par la mise en place du CSC sur le territoire national à l'horizon 2020 et 2050**

Les scénarios construits pour le projet SOCECO2 sont basés sur l'hypothèse de déploiement de la chaîne de captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub> à partir de 2020. Le travail réalisé par l'IFP sur les sites industriels français en 2005 a permis de sélectionner 41 sites potentiellement concernés par la mise en place du CSC. On considère pour les scénarios à l'horizon 2020 et 2050 que les sites industriels identifiés seront identiques à ceux de 2005 ou remplacés par des installations du même secteur d'activité qui garantiront que les objectifs de production déterminés par des prévisions de croissance économique seront respectés. C'est pourquoi, on ne parle plus de sites industriels mais d'émetteurs industriels. Ces émetteurs peuvent être dans les faits constitués de plusieurs sites industriels. Dans chaque groupe géographique, tous les sites industriels appartenant au même secteur d'activité constituent un seul et même émetteur.

Pour le secteur de la production d'énergie par contre, l'identification de ces sites industriels en 2020 et 2050 a été réalisée par l'IFP d'après les informations



suivantes, arrêts programmés de certaines centrales et projets en cours. De plus, pour ce secteur d'activité, des distinctions ont été faites selon le mode de production.

On identifie ainsi parmi les sites de productions :

- les centrales au charbon identifiée en 2005 et toujours en fonctionnement en 2020 « Energy - Coal retrofitt » ;
- les centrales au charbon construite entre 2005 et 2020 « Energy - coal new » ;
- les centrales au gaz naturel « Energy - CCGT retrofitt » et « Energy - CCGT new » selon la date de construction ;
- les centrales au fioul et au gaz sidérurgique en fonctionnement dès 2005 « Energy - fuel oil » et « Energy - siderurgy gas ».

Ainsi en 2020, 31 émetteurs industriels ont été identifiés. En 2050, on retrouve 30 de ces émetteurs industriels toujours en fonctionnement (cf. Illustration 32).

Les émissions de CO<sub>2</sub> de l'ensemble des émetteurs pour chacun des scénarios 2020-2050 ont été évaluées par l'IFP sur la base des hypothèses suivantes :

- prévisions de croissance économique par secteur d'activité (en volume produit) ;
- prévisions d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> spécifiques de chacun des secteurs d'activité (tCO<sub>2</sub>/kWh, tCO<sub>2</sub>/t d'acier, etc.) tenant compte de la progression annuelle de l'efficacité énergétique sur la période considérée (2020-2050).

Identification des émetteurs industriels	Secteurs d'activité concernés	Groupe géographique	CO <sub>2</sub> généré par les émetteurs industriels potentiellement concernés par la mise en place du CSC sur le territoire national (Mt)	
			En 2020	En 2050
1	Siderurgy	Groupe I	10.8	9.3
2	Energy - CCGT retrofitt	Groupe I	1.1	1.4
3	Oil&gas industry	Groupe I	1.3	1.4
4	Siderurgy	Groupe II	5.0	4.3
5	Energy - Coal retrofitt	Groupe II	2.8	4.8
6	Energy - CCGT retrofitt	Groupe II	1.2	2.1
7	Energy - siderurgy gas	Groupe II	1.0	0.9
8	Chemical industry	Groupe II	1.2	1.1
9	Energy - Coal retrofitt	Groupe III	2.2	4.3
10	Energy - Coal new	Groupe III	4.5	8.5
11	Oil&gas industry	Groupe III	8.3	9.1
12	Chemical industry	Groupe III	1.1	0.9
13	Ammonia industry	Groupe III	1.0	1.0
14	Ammonia industry	Groupe III	0.7	0.7
15	Siderurgy	Groupe IV	8.0	6.9
16	Energy - Coal retrofitt	Groupe IV	3.2	5.9
17	Energy - CCGT retrofitt	Groupe IV	3.2	4.3

Identification des émetteurs industriels	Secteurs d'activité concernés	Groupe géographique	CO <sub>2</sub> généré par les émetteurs industriels potentiellement concernés par la mise en place du CSC sur le territoire national (Mt)	
			En 2020	En 2050
18	Energy - CCGT new	Groupe IV	1.2	1.6
19	Oil&gas industry	Groupe IV	3.9	4.3
20	Waste treatment	Groupe IV	1.7	3.1
21	Chemical industry	Groupe IV	2.0	1.8
22	Paper mill	Groupe IV	1.4	3.1
23	Energy - Coal retrofitt	Groupe V	4.5	8.5
24	Energy - Fuel oil	Groupe V	0.2	
25	Oil&gas industry	Groupe V	1.3	1.4
26	Mineral industry	Groupe V	0.9	0.7
27	Energy - Coal new	Autres	3.0	5.7
28	Energy - CCGT new	Autres	1.2	1.5
29	Oil&gas industry	Autres	1.3	1.4
30	Paper mill	Autres	2.9	6.5
31	Ammonia industry	Autres	0.4	0.4
	<b>Tous secteurs</b>	<b>Tous groupes</b>	<b>82</b>	<b>107</b>

Illustration 32 - Émetteurs industriels retenus pour les scénarios de déploiement du CSC en France répartis par secteur d'activité et localisation géographique.

Pour l'évaluation des émissions autres que le CO<sub>2</sub> liées à la production de produits manufacturés ou d'énergie de ces émetteurs industriels (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub>), ont été prises en compte les concentrations de ces différents composants gazeux dans les fumées de combustion issues des données de la base IREP.

### c) Émetteurs industriels équipés de captage de CO<sub>2</sub> en 2020 et 2050

Le déploiement de la chaîne de captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub> à partir de 2020 envisagé ne concerne qu'une sélection d'émetteurs industriels, fonction de la proximité du ou des site(s) de stockage envisagé(s). Les émetteurs équipés de captage varient d'un scénario à l'autre (cf. Illustration 33). En effet, pour chaque scénario, un ou plusieurs sites de stockage ont été identifiés. Pour chaque site de stockage, les émetteurs les plus proches sont équipés de système de captage. Les émetteurs d'un même groupe géographique sont considérés de la même manière, ils sont tous équipés de captage du CO<sub>2</sub> ou aucun. Parmi les 31 émetteurs considérés en 2020 (30 en 2050), seuls 14 émetteurs industriels sont équipés de captage de CO<sub>2</sub> en 2020 et 2050 pour les scénarios 1 et 2 (stockage dans le Bassin parisien ou en Mer du Nord) et 22 pour les scénarios 3a et 3b pour lesquels les émetteurs de la région PACA sont également captés pour une injection en mer méditerranée (cf. Illustration 33).

#### **d) Captage du CO<sub>2</sub>**

Les hypothèses suivantes, prévisions de croissance économique par secteur d'activité et prévisions d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> spécifiques de chacun des secteurs en considérant la progression annuelle de l'efficacité énergétique ont permis d'estimer pour l'ensemble des émetteurs industriels (31 en 2020 et 30 en 2050) le CO<sub>2</sub> généré par ces sites en 2020 et 2050.

On considère comme hypothèse de base que le système de captage mis en place sera pour tous les émetteurs concernés un système en **post-combustion** utilisant du **MEA** comme solvant.

Pour ces émetteurs avec captage du CO<sub>2</sub>, les émissions résiduelles à l'atmosphère, la quantité de CO<sub>2</sub> capté, les consommations d'énergie et les coûts associés à la mise en place du système de captage sont déterminées par le modèle de captage en fonction des valeurs associées aux paramètres suivants :

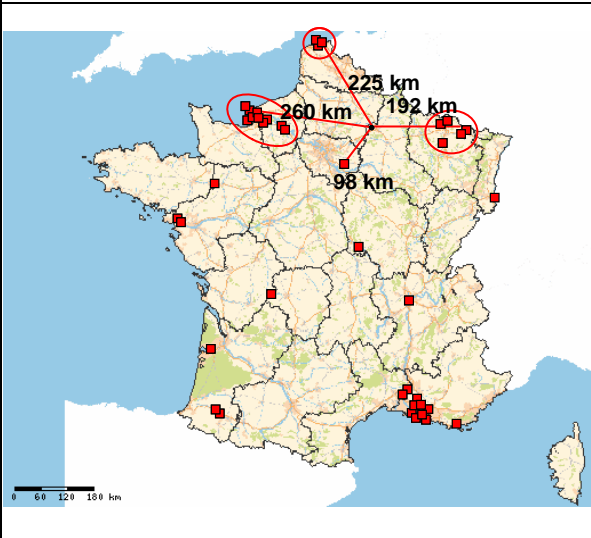
- paramètres spécifiques à chaque secteur d'activité :
  - taux de captage en 2020 et 2050,
  - proportion de CO<sub>2</sub> traité par le système de captage par rapport à la quantité totale de CO<sub>2</sub> émis à l'atmosphère des émetteurs,
  - CO<sub>2</sub> additionnel généré par la consommation d'énergie des procédés de captage en 2020 et 2050 calculé par comparaison entre les efficacités avec captage et sans des systèmes de production,
  - type de carburant utilisé propre à chaque émetteur (charbon, gaz naturel...),
  - coûts engendrés par le captage et la compression du CO<sub>2</sub> à la tonne de CO<sub>2</sub> évité ;
- pour tous les émetteurs, sont pris en compte de manière identique :
  - efficacité de captage du solvant en NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub>,
  - consommation d'énergie pour le captage et la compression du CO<sub>2</sub> à hauteur de 4GJ/t CO<sub>2</sub> capté et de 120 kWh électrique (noté kWh<sub>e</sub>) / t CO<sub>2</sub> capté (cf. § 2.2. Modèle de captage du CO<sub>2</sub> intégré au simulateur).

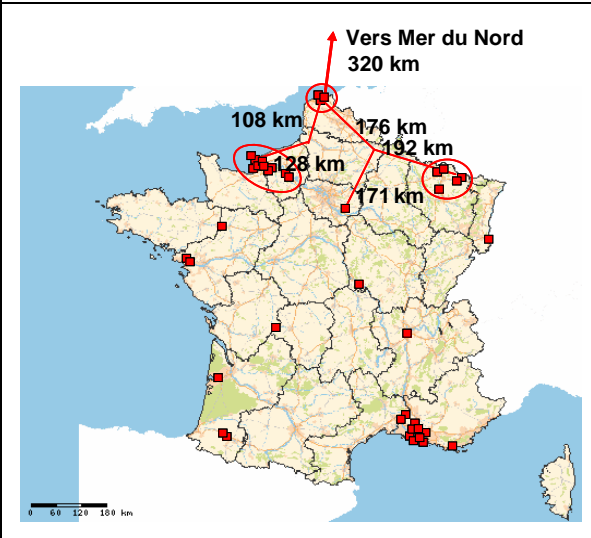
Les valeurs utilisées pour l'ensemble de ces paramètres sont consultables en annexe (cf. Annexe 2).

#### **d) Transport du CO<sub>2</sub>**

Pour un groupe d'émetteurs concernés par la mise en place du CSC en 2020 ou 2050, on considère que tout le CO<sub>2</sub> capté au sein de ce groupe d'émetteur est transporté via un pipeline unique vers le site de stockage concerné.

L'illustration 33 recense toutes les distances parcourues entre les groupes d'émetteurs équipés de captage et les sites de stockage identifiés par scénario. Ces distances ont été estimées par l'IFP dans le cadre du travail réalisé pour la définition des scénarios.

Scénario 1 - Bassin parisien	Sites de stockage	Émetteurs industriels équipés de captage et distance des émetteurs au site de stockage
	<p>En 2020 <b>Aquifère DOGGER</b></p>	<p>Groupe I (NPCalais) : <b>3 émetteurs</b> 225 km</p> <p>Groupe II (Lorraine) : <b>5 émetteurs</b> 192 km</p>
	<p>En 2050 <b>Aquifère TRIAS</b></p>	<p>Groupe III (IdF/Norm) : <b>6 émetteurs</b> IdF : 98 km Norm : 260 km</p> <p><b>Total : 14 émetteurs</b></p>

Scénario 2 - Mer du Nord	Sites de stockage	Émetteurs industriels équipés de captage et distance des émetteurs au site de stockage
	<p>En 2020 <b>Gisement Mer du Nord</b> (Upper Bunter)</p>	<p>Groupe I (NPCalais) : <b>3 émetteurs</b> 320 km</p> <p>Groupe II (Lorraine) : <b>5 émetteurs</b> 192 + 176 + 320 km</p>
	<p>En 2050 <b>Aquifère Mer du Nord</b></p>	<p>Groupe III (IdF/Norm) : <b>6 émetteurs</b> IdF : 171 + 176 + 320 km Norm : 128 + 108 + 320 km</p> <p><b>Total : 14 émetteurs</b></p>

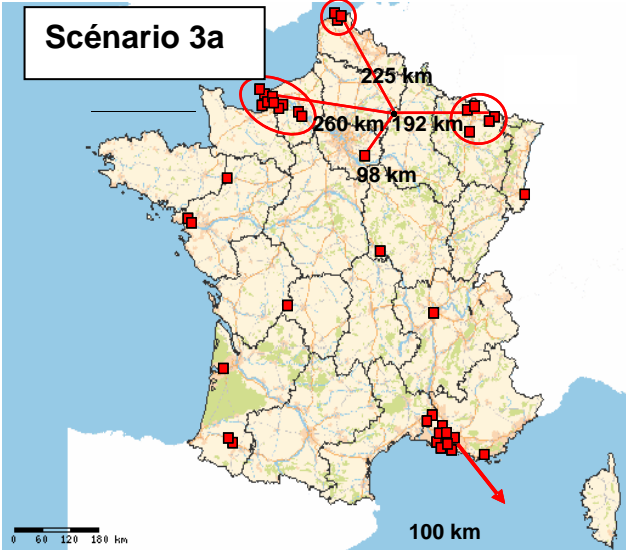
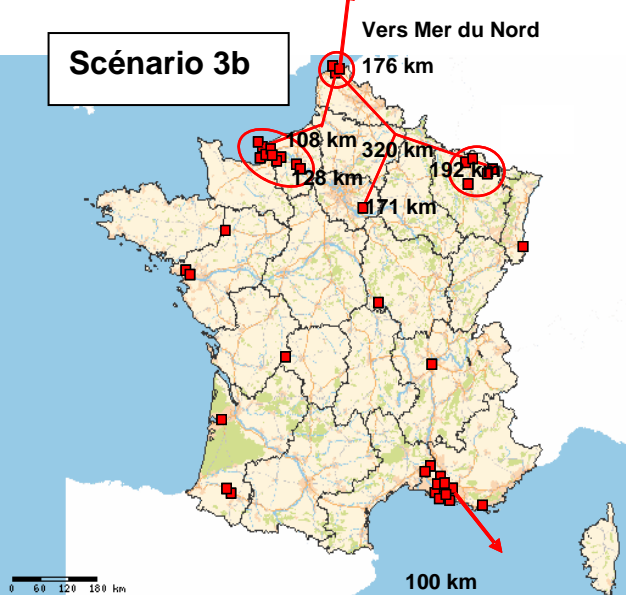
Scénario	Sites de stockage	Émetteurs industriels équipés de captage et distance des émetteurs aux sites de stockage
<p><b>Scénario 3a</b></p> 	<p>En 2020 <b>Idem scénario 1 en 2020 + Aquifère Méditerranée</b></p>	<p>Groupe I (NPCalais), Groupe II (Lorraine), Groupe III (IdF/Norm) : Idem scénario 1 <b>14 émetteurs</b></p>
<p><b>Scénario 3b</b></p> 	<p>En 2020 <b>Idem scénario 2 en 2020 + Aquifère Méditerranée</b></p>	<p>Groupe I (NPCalais), Groupe II (Lorraine), Groupe III (IdF/Norm) : Idem scénario 1 <b>14 émetteurs</b></p>
	<p>En 2050 <b>Idem scénario 1 en 2050 + Aquifère Méditerranée</b></p>	<p>Groupe IV (PACA) : <b>8 émetteurs</b> 100 km <b>Total : 22 émetteurs</b></p>
	<p>En 2050 <b>Idem scénario 2 en 2050 + Aquifère Méditerranée</b></p>	<p>Groupe IV (PACA) : <b>8 émetteurs</b> 100 km <b>Total : 22 émetteurs</b></p>

Illustration 33 - Nombre d'émetteurs industriels équipés de système de captage, sites de stockage et kilomètres parcourus par le CO<sub>2</sub> par scénario.

Les hypothèses retenues pour la modélisation du transport du CO<sub>2</sub> sont les suivantes :

- transport par pipeline on-shore ou offshore le cas échéant ;
- la pression en entrée de pipeline est considérée être équivalente à 10 MPa, le modèle estime les pertes de charge lors du transport et détermine la recompression nécessaire au cours du transport pour que la pression du gaz ne descende jamais en dessous de 8,6 MPa ;
- le modèle permet de dimensionner le diamètre des pipelines (sélection du diamètre approprié parmi la liste des diamètres normalisés) mais on considère que les infrastructures de transport en 2020 et 2050 sont identiques (donc dimensionnées sur les plus gros débits).

Hormis les distances de transport renseignées dans l'illustration 33, toutes les autres données utilisées par les modèles de transport pour la simulation des scénarios sont décrites dans l'Annexe 2.

### e) Stockage

Les sites de stockage envisagés pour ce projet sont les suivants :

- aquifère (dogger et trias) du Bassin parisien ;
- gisement gazier en mer du Nord (Hewett upper Bunter et Hewett lower Bunter) + aquifère en mer du Nord (structure 42/5) ;
- stockage en mer Méditerranée.

### f) Détails et caractéristiques des sites de stockage

Les caractéristiques des sites de stockage suivantes ont été définies par l'IFP et sont prises en compte dans la modélisation des sites pour la simulation des scénarios.

	Réservoir de stockage		Profondeur (en m)	Nb puits en activité
Scénario 1 - 2020	Aquifère DOGGER	Onshore	1 500	840
Scénario 1 - 2050	Aquifère TRIAS	Onshore	2 000	206
Scénario 2 - 2020	Gisement Mer du Nord (Upper Bunter)	Offshore	875	2
Scénario 2 - 2050	Aquifère Mer du Nord	Offshore	1 875	35
Scénario 3a - 2020	Idem Scénario 1 en 2020			
	Aquifère Méditerranée	Offshore	2 000	22
Scénario 3a - 2050	Idem Scénario 1 en 2050			
	Aquifère Méditerranée	Offshore	2 000	22
Scénario 3b - 2020	Idem Scénario 2 en 2020			
	Aquifère Méditerranée	Offshore	2 000	22
Scénario 3b - 2050	Idem Scénario 2 en 2050			
	Aquifère Méditerranée	Offshore	2 000	22

Illustration 34 - Caractéristiques des sites de stockage envisagés  
en 2020 et 2050 (source : IFP).

Les autres données utilisées pour la modélisation de la séquestration du CO<sub>2</sub> dans les sites de stockage envisagés dans les scénarios sont décrites dans l'Annexe 2.

### 3.2. SIMULATEUR DES SCÉNARIOS

Les modèles mathématiques qui représentent chacune des opérations de la filière CSC ont été intégrés à la plateforme de simulation USIMPAC. Cette plateforme historiquement dédiée aux opérations unitaires de minéralurgie a bénéficié de développements réguliers en particulier dans le domaine de la gestion des déchets ménagers. Ce logiciel offre une structure permettant de développer des simulateurs dédiés à d'autres thématiques. Les simulateurs de la filière CSC intègrent :

- une description de la matière (débit volumique et composition des fumées de combustion des émetteurs industriels) ;
- une description des opérations élémentaires qui constituent la filière (modèles mathématiques simulant le fonctionnement des opérations de captage, transport et stockage) ;
- un flowsheet qui établit les relations entre ces différentes opérations élémentaires (modèles) (cf. Illustration 35).

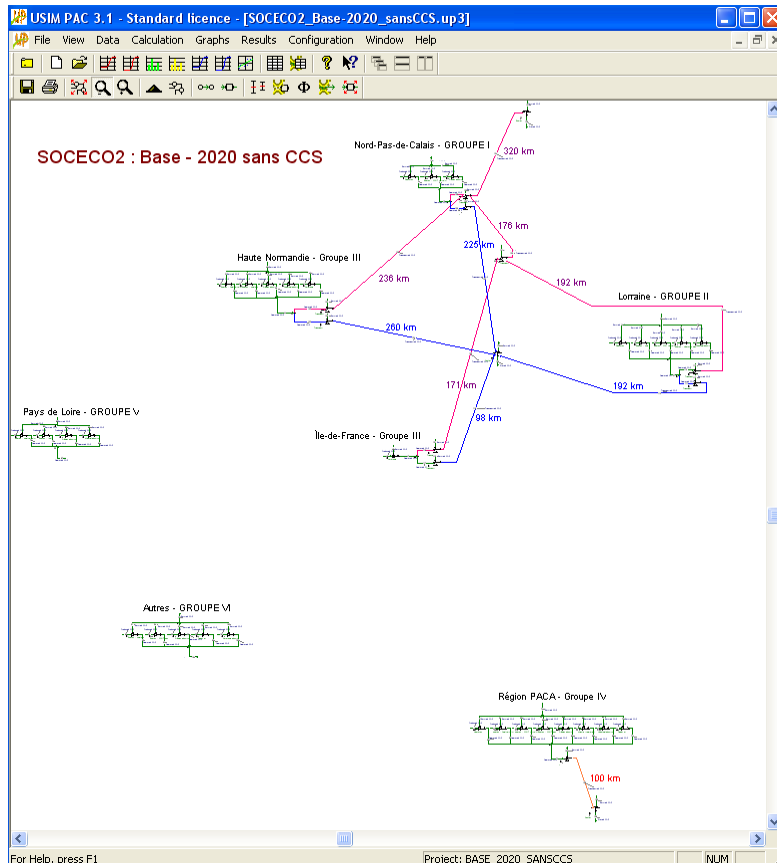


Illustration 35 - Représentation graphique des scénarios de CSC à l'échelle du territoire national (flowsheet).

### 3.3. RÉSULTATS DE SIMULATION

Rappelons que les impacts générés par la chaîne de captage/transport/stockage du CO<sub>2</sub> dans les scénarios étudiés seront appréciés par rapport à l'état initial de référence sans captage/transport/stockage du CO<sub>2</sub>. L'état de référence en 2020 (cas de base 2020) correspond donc aux impacts liés aux émissions (fumées de combustion) des 31 émetteurs industriels retenus en 2020 (30 en 2050 pour le cas de base 2050).

#### 3.3.1. Bilan matière

##### *a) Émissions totales de CO<sub>2</sub> (CSC)*

Le déploiement du CSC sur le territoire national permet de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. En effet, le captage permet de faire chuter les émissions de CO<sub>2</sub> des émetteurs industriels. Par contre, les opérations de transport du CO<sub>2</sub> capté et de stockage s'accompagnent de rejets de CO<sub>2</sub> à l'atmosphère (pertes en ligne, fuites de réservoir...).

Si l'on considère l'ensemble des émetteurs industriels de CO<sub>2</sub> pour le scénario 1 (émetteurs équipés ou non d'un système de captage) et l'ensemble des émissions de la filière CSC (transport et stockage inclus), les résultats de simulation indiquent que :

- 74 % des émissions de CO<sub>2</sub> sont attribuables aux émetteurs industriels non équipés de système de captage (17 émetteurs) tel que défini dans le scénario ;
- les 26 % restants sont attribuables aux émetteurs industriels équipés de système de captage (14 émetteurs) ;
- les quantités de CO<sub>2</sub> émises par le transport et le stockage du CO<sub>2</sub> capté apparaissent comme anecdotiques par rapport à celles des émetteurs industriels (avec ou sans captage) ; elles s'élèvent à hauteur de 0,004 % pour le transport et de 0,001 % pour le stockage.

Quel que soit le scénario étudié et que l'on se place en 2020 ou 2050, les mêmes conclusions peuvent être formulées.

La comparaison des différents scénarios montre que les scénarios 3a et 3b aboutissent à un abattement des émissions de CO<sub>2</sub> plus marqué que les scénarios 1 et 2. On note ainsi une diminution de 54,2 % des émissions des scénarios 3a et 3b par rapport au cas de base sans captage, contre 33,6 % pour les scénarios 1 et 2 pour 2020 (cf. Illustration 36). En effet, le nombre d'émetteurs pour lesquels un captage du CO<sub>2</sub> est mise en place est supérieur pour les scénarios 3a, 3b (22 émetteurs) comparé aux scénarios 1 et 2 (14 émetteurs) du fait de la mise en place du CSC sur les émetteurs de la région PACA.



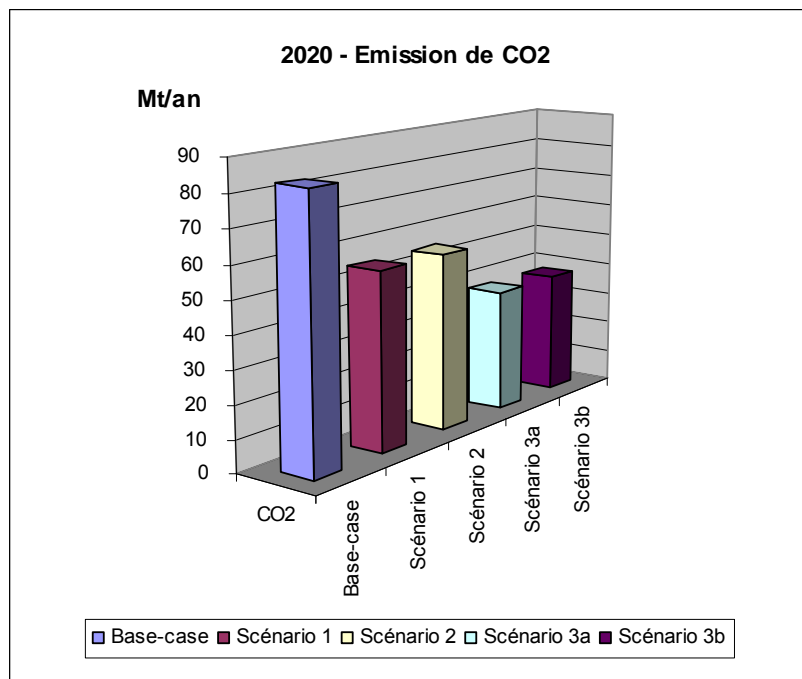


Illustration 36 - Émissions de CO<sub>2</sub> par scénario en 2020 (Mt par an).

L'augmentation, de l'ordre de 30 %, du CO<sub>2</sub> émis dans le cas de base 2050 par rapport au cas de base 2020 est le résultat des effets cumulés suivants (cf. Illustration 37) :

- croissance économique (demande accrue d'énergie et de produits manufacturés) ;
- diminution des émissions spécifiques de certains émetteurs industriels (tCO<sub>2</sub>/kWh, tCO<sub>2</sub>/t d'acier, etc.) tenant compte de la progression annuelle de l'efficacité énergétique sur la période considérée (2020-2050) ;
- arrêts programmés de centrale pour la production d'énergie et projets d'ouverture.

On note une diminution de 54,2 % des émissions des scénarios 3a et 3b et le cas de base sans captage, contre 33,6 % pour les scénarios 1 et 2 pour 2020 alors que pour 2050, l'abattement par rapport au cas de base 2050 (sans captage) est de 54,1 % pour les scénarios 3a et 3b et de 32,7 % pour les scénarios 1 et 2 (cf. Illustration 37).

En termes d'émissions de CO<sub>2</sub> entre 2020 et 2050, deux effets antagonistes se conjuguent :

- les sites industriels émettent d'avantage en 2050 qu'en 2020 (30 % d'émissions supplémentaires en 2050 en lien avec les hypothèses de croissance économique) ;
- l'efficacité des systèmes de captage est en amélioration en 2050 par rapport à 2020. Ainsi, les volumes de CO<sub>2</sub> évité des seuls émetteurs industriels avec captage s'élèvent à 66 % en 2020 et à 71 % en 2050.

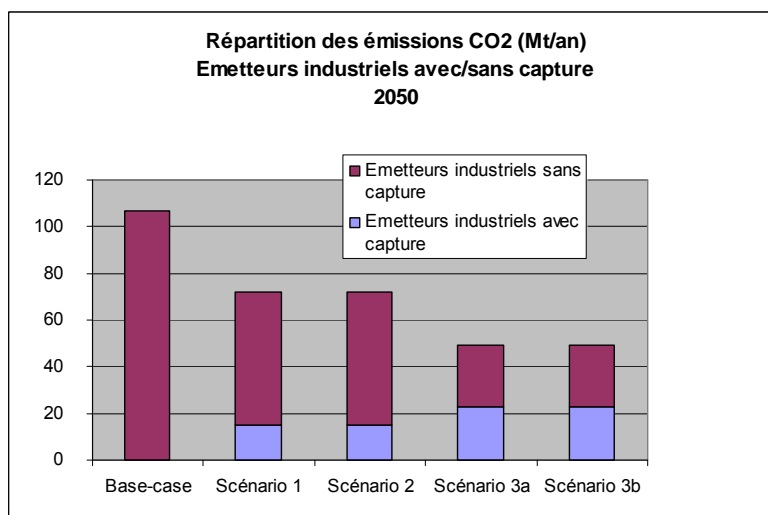
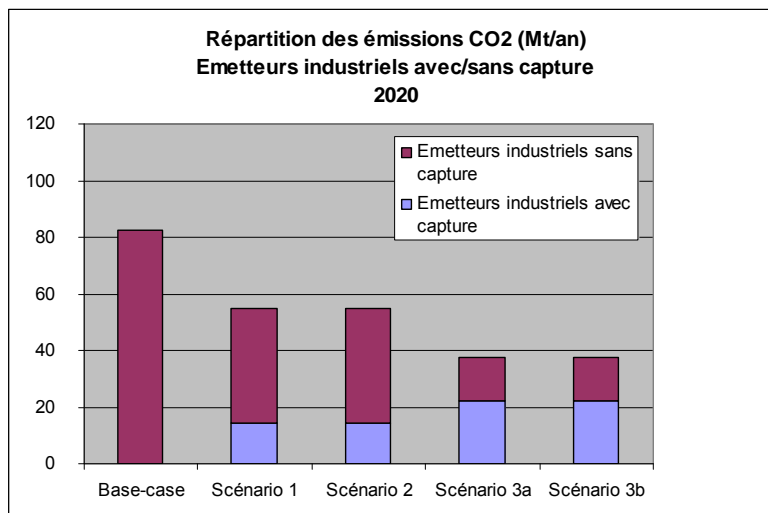


Illustration 37 - Émissions de CO<sub>2</sub> par scénario en 2020 et 2050.

### b) Scénarios CSC France, CO<sub>2</sub> stocké

La quantité de CO<sub>2</sub> stocké par an et par scénario est comprise entre 33 et 66 méga tonnes (cf. Illustration 38). Sur la période 2020-2100, si l'on extrapole au-delà de 2050 l'évolution des quantités de CO<sub>2</sub> à stocker, les réservoirs doivent offrir une capacité de stockage susceptible d'accueillir entre 3,4 et 5,6 giga tonnes de CO<sub>2</sub>.

	CO <sub>2</sub> stocké (tonnes par an)		Cumul du flux de CO <sub>2</sub> stocké sur la période 2020-2100 (Giga tonnes)
	2020	2050	2100
<b>Scénario 1</b>	33 802 027	39 964 540	<b>3,4</b>
<b>Scénario 2</b>	33 799 383	39 961 286	
<b>Scénario 3a</b>	54 587 864	66 313 862	<b>5,6</b>
<b>Scénario 3b</b>	54 585 219	66 310 607	

Illustration 38 - Quantités de CO<sub>2</sub> stocké annuellement et cumulées sur la période 2020-2050 pour les différents scénarios.

### c) Scénarios CSC France, CO<sub>2</sub> évité

Par définition, le CO<sub>2</sub> évité représente la différence entre le CO<sub>2</sub> émis sans captage et le CO<sub>2</sub> émis avec captage c'est-à-dire l'abattement des émissions de CO<sub>2</sub>. Il peut s'exprimer également comme étant le CO<sub>2</sub> capté diminué du CO<sub>2</sub> émis par le système de captage (cf. Illustration 39). Le CO<sub>2</sub> évité constitue la grandeur de référence pour comparer des scénarios de captage entre eux.

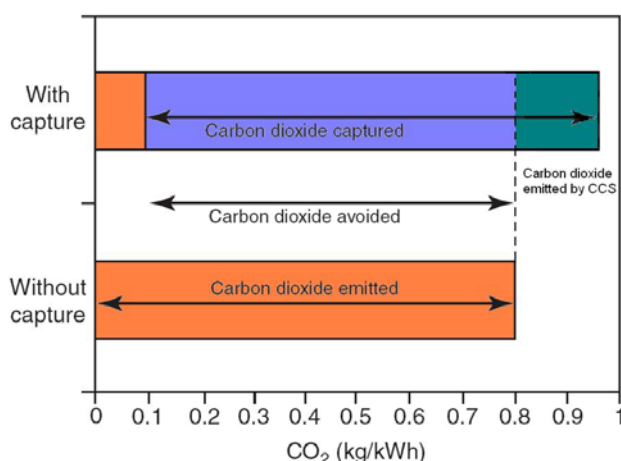


Illustration 39 - Définition du CO<sub>2</sub> évité (source : IFP).

Si l'on prend comme référence l'ensemble des émetteurs industriels retenus pour le déploiement du CSC sur le territoire français, qu'ils soient ou non équipés de système de captage, les quantités de CO<sub>2</sub> évité sont de l'ordre de 33 % pour les scénarios 1 et 2 (Sc.1 et Sc.2) en 2020 ou 2050 et de l'ordre de 54 % pour les scénarios 3a et 3b (Sc.3a et Sc.3b) en 2020 ou 2050 (cf. Illustration 40). Ceci indique que si l'on veut atteindre un pourcentage de CO<sub>2</sub> évité supérieur à 50 %, il faut obligatoirement déployer la CSC sur la région PACA. De plus, les 54 % d'abattement atteint pour les scénarios 3a et 3b dans ce cas de figure semble constituer une limite que l'on peut difficilement dépasser du fait de la dispersion géographique des émetteurs restants et de l'absence de réservoirs dans un périmètre proche, permettant une séquestration géologique dans des conditions technico-économiques viables.

	Sc.1	Sc.2	Sc.3a	Sc.3b
<b>CO<sub>2</sub> évité en 2020</b>	33,6 %	33,6 %	54,2 %	54,2 %
<b>CO<sub>2</sub> évité en 2050</b>	32,7 %	32,7 %	54,1 %	54,1 %
<i>Nb émetteurs industriels équipés de captage en 2020 et 2050</i>	14	14	22	22
<i>Nb émetteurs industriels considérés en 2020</i>	31			
<i>Nb émetteurs industriels considérés en 2050</i>	30			

*Illustration 40 - CO<sub>2</sub> évité par scénario en 2020 et 2050 pour l'ensemble des émetteurs industriels.*

À noter que considérer l'ensemble des émetteurs équipés ou non de système de captage peut constituer un biais dans la lecture des performances réelles du captage. Si l'on considère maintenant comme référence les seuls émetteurs industriels équipés d'un système de captage, le CO<sub>2</sub> évité est sensiblement le même quel que soit le scénario considéré pour une année de simulation donnée. En 2020, le CO<sub>2</sub> évité s'élève à 66 %. En 2050, la performance du CSC s'élève à plus de 70 %. Cette augmentation du CO<sub>2</sub> évité traduit d'une part, l'amélioration des taux de captage et d'autre part, la diminution de la pénalité énergétique liée à la mise en place du captage (amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes de captage).

	Sc.1	Sc.2	Sc.3a	Sc.3b
<b>CO<sub>2</sub> évité en 2020</b>	65,7 %	65,7 %	66,8 %	66,8 %
<b>CO<sub>2</sub> évité en 2050</b>	70,1 %	70,1 %	71,6 %	71,6 %

*Illustration 41 - CO<sub>2</sub> évité par scénario en 2020 et 2050 sur les seuls émetteurs industriels équipés de captage.*

#### **d) Émissions totales de NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> sur l'ensemble des émetteurs industriels retenus pour le déploiement du CSC**

La pénalité énergétique liée à la mise en place d'un système de captage oblige si l'on souhaite produire la même quantité d'énergie ou de produit manufacturé qu'avant la mise en place du système de captage à une augmentation de la consommation de combustibles. Une partie des NO<sub>x</sub> produit lors de la combustion proviennent directement de l'azote contenue dans les combustibles (ils sont appelés NO<sub>x</sub> combustibles). En conséquence, la production de NO<sub>x</sub> augmente avec la consommation de combustibles. Par contre, le flux de NO<sub>x</sub> réagit partiellement (8,5 %) avec le solvant de captage du CO<sub>2</sub>. De plus, si les concentrations en NO<sub>x</sub> dans les fumées de combustion rejetées à l'atmosphère qui résultent de ces deux effets dépassent les limites réglementaires ou les contraintes économiques liées à la consommation de solvant, on suppose dans le simulateur que les exploitants mettent en place les systèmes d'épuration requis pour répondre à ces contraintes. Ainsi, quel que soit le scénario considéré, les émissions de NO<sub>x</sub> respectent ces contraintes.

Par exemple, pour une centrale thermique émettant 4,5 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an et 3 500 tonnes de NO<sub>x</sub>, la mise en place d'un système de capture engendre un

surcôt compris entre 0,5 et 1,5 €/t CO<sub>2</sub> capté lié à la surconsommation de réactifs du procédé de DeNox (cf. Illustration 42).

	SNCR 50% sec	SNCR 50% humide	SNCR 80% humide	SCR 50% sec	SCR 50% humide	SCR 80% sec	SCR 80% humide
€/t déchets incinérée	2.1	7.2	8.0	8.8	10.2	9.0	10.5
€/t NOx évitée	2 015	6 904	4 798	8 480	9 842	5 421	6 302

Illustration 42 - Coût de DeNox pour différentes technologies (ADEME, 2004),  
SNCR : Selective non-catalytic reduction, SCR : Selective catalytic reduction.

Ces trois effets conduisent à l'évolution illustrée sur la figure suivante (légère augmentation de 4 à 7 % selon les scénarios en 2020 par rapport au cas de base, cf. Illustration 43). En 2050, l'augmentation est moins marquée (de l'ordre de 2 à 4 %).

Concernant les SOx, l'augmentation de la consommation de combustible conduit également à une augmentation des émissions de SOx. Cependant, à la différence des NOx, la réaction des SOx avec le solvant de captage est quasi-totale (90 %), d'où une évolution différente des émissions de SOx des scénarios par rapport au cas de base. En effet, on peut constater que les émissions de SOx suivent celles du CO<sub>2</sub> émis (diminution de 30 à 47 % en 2020 et de 32 à 49 % en 2050).

#### 2020 - Emissions de NOx, SOx

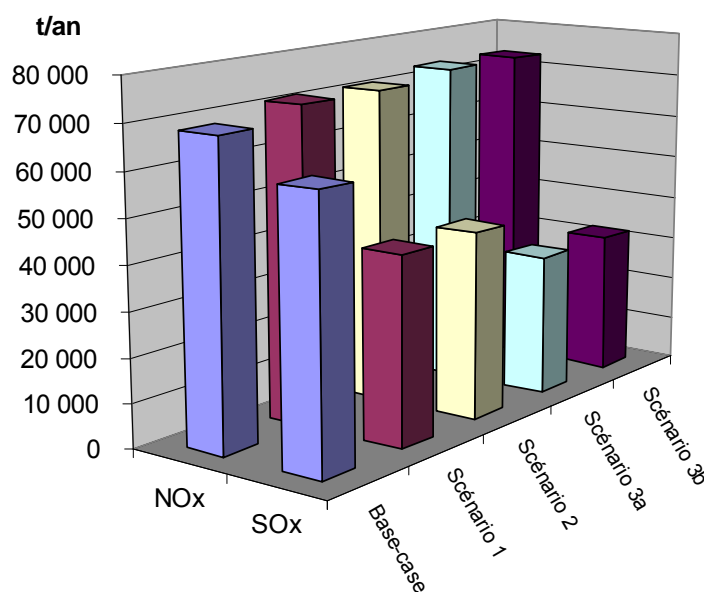


Illustration 43 - Évolution des émissions totales de NOx et SOx (t/an).

### 3.3.2. Bilan énergie – Scénarios CSC France

Les consommations d'énergie liées à la mise en place du CSC comprennent :

- pour le captage, la régénération du solvant et la compression du CO<sub>2</sub> capté avant transport ;
- pour le transport, les recompressions nécessaires ;
- pour le stockage, la compression en tête de puits pour l'injection du CO<sub>2</sub> qui dépend de l'injectivité des puits et de la profondeur d'injection.

Plusieurs constats peuvent être faits (cf. Illustration 44) :

- on observe une dépendance quasi-linéaire des consommations énergétiques avec les quantités de CO<sub>2</sub> stockées. En effet, l'essentiel de la dépense énergétique est attribuable au captage du CO<sub>2</sub> et en particulier à l'étape de régénération du solvant ;
- les dépenses électriques proviennent des différentes étapes de compression (avant transport, pendant le transport et à l'injection). L'étape de compression préliminaire au transport représente entre 77 et 91 % de la consommation totale d'énergie électrique, les recompressions au cours du transport (entre 1 et 4 recompressions nécessaires selon les scénarios) représentent quant à elles entre 0 et 6 % et la compression finale pour l'injection entre 6 et 17 %.

Consommation d'énergie	Électricité (MJe * 1 000 000 000)	Carburant (MJ * 1 000 000 000)
	2020	2020
<b>Sc.1 - Dogger</b>	17	135
<b>Sc.2 - Mer du Nord</b>	16	135
<b>Sc.3a - Dogger + Mer Méditerranée</b>	27	218
<b>Sc.3b - Mer du Nord + Méditerranée</b>	27	218
	2050	2050
<b>Sc.1 - Trias</b>	21	160
<b>Sc.2 - Mer du Nord</b>	22	160
<b>Sc.3a - Dogger + Mer Méditerranée</b>	34	265
<b>Sc.3b - Mer du Nord + Méditerranée</b>	36	265

Illustration 44 - Bilan d'énergie des scénarios en 2020 et 2050.

Les dépenses d'énergie pour la mise en place du CSC augmentent en 2050 en lien direct avec la quantité de CO<sub>2</sub> à stocker. L'évolution des quantités de CO<sub>2</sub> séquestrées constitue la raison principale des différences constatées entre les scénarios.

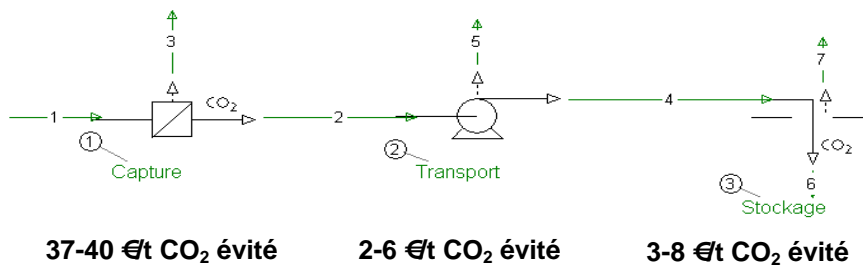
### 3.3.3. Coûts du déploiement du CSC en France

Entre 28 et 58 Mt de CO<sub>2</sub> sont évités selon les scénarios. Les coûts opératoires estimés par le simulateur rapportés à la tonne de CO<sub>2</sub> évité varient entre 42 et 52 € la tonne. Les coûts opératoires liés au captage seule s'élèvent à 37-40 €/t CO<sub>2</sub> évité, ceux du transport à 2-6 €/t CO<sub>2</sub> évité et enfin ceux du stockage à 3-8 €/t CO<sub>2</sub> évité. À

noter que ces coûts sont estimés par les modèles à partir de données de la littérature. Ces coûts sont directement dépendants du prix des combustibles fossiles et des matières premières et sont donc sujets à des variations importantes. Certains experts estiment que le coût lié au déploiement du CSC basé sur des données de la littérature pourrait être ainsi sous-estimé. Ces coûts sont à mettre en parallèle avec la valeur actuelle et l'évolution attendue du prix de la tonne de CO<sub>2</sub> sur le marché de quotas d'émission.

Le scénario 1 se révèle être le moins onéreux des scénarios envisagés pour le déploiement du CSC sur le territoire national. Deux raisons expliquent ceci. Premièrement, c'est le scénario qui est le moins coûteux à la tonne évitée et pour lequel le volume de CO<sub>2</sub> séquestré est le moins important. Le scénario 3b se trouve à l'opposé du scénario 1.

Le scénario 3a présente des coûts proches du scénario 1 et offre le gros avantage de permettre de stocker plus de la moitié du CO<sub>2</sub> émis par les émetteurs sélectionnés dans les scénarios et qui sont les plus gros émetteurs de CO<sub>2</sub> en France. D'un point de vue de l'efficacité économique, c'est le scénario que nous retenons comme étant le plus intéressant.



	2020	2020
	€/t CO <sub>2</sub> évité	Mt CO <sub>2</sub> évité
<b>Sc.1 - Dogger</b>	42	28
<b>Sc.2 - Mer du Nord</b>	48	28
<b>Sc.3a - Dogger + Mer Méditerranée</b>	46	45
<b>Sc.3b - Mer du Nord + Méditerranée</b>	49	45
	2050	2050
	€/t CO <sub>2</sub> évité	Mt CO <sub>2</sub> évité
<b>Sc.1 - Trias</b>	44	35
<b>Sc.2 - Mer du Nord</b>	52	35
<b>Sc.3a - Dogger + Mer Méditerranée</b>	47	58
<b>Sc.3b - Mer du Nord + Méditerranée</b>	52	58

Illustration 45 - Coûts moyens et détaillés de la filière CSC par scénario.





## 4. Conclusions

Le projet SOCECO2 (projet ANR-06-CO2-009) a pour objectif d'apporter des éléments de réponse à différentes parties prenantes (néophytes, industriels, élus, associations, régulateurs, etc.) concernant les enjeux et l'acceptabilité sociale du CSC et d'anticiper les conditions dans lesquelles le captage et le stockage du CO<sub>2</sub> pourraient se développer en France. Un des objectifs du projet SOCECO2 était de réaliser une évaluation environnementale et économique associée au déploiement du CSC sur le territoire national afin d'évaluer les bénéfices environnementaux et autres conséquences dont dépend la perception sociale du CSC. Ceci a constitué la mission du BRGM au sein du projet.

Le savoir-faire du BRGM dans l'évaluation des systèmes industriels complexes a été appliqué au cas des opérations de captage, transport et stockage qui constituent la chaîne permettant la séquestration du CO<sub>2</sub>. Le BRGM a développé un simulateur dédié à l'évaluation environnementale et économique du déploiement du CSC sur un territoire donné. Ce simulateur est opérationnel et il est envisageable de l'appliquer à des évaluations de ce type à d'autres échelles géographiques (plus localement ou au contraire de territoires transnationaux). Sa conception permet une mise à jour des paramètres de calcul en fonction de l'évolution des technologies de captage, transport et stockage du CO<sub>2</sub> ou de la mise à disposition de données industrielles spécifiques susceptibles d'apporter plus de détails dans les résultats de simulation.

Il permet d'évaluer les impacts directs de la mise en place du CSC au travers de plusieurs indicateurs environnementaux et économiques. Dans le cadre du projet SOCECO2, ces indicateurs ont par ailleurs été utilisés par l'IFP ; associés aux impacts indirects engendrés par le déploiement du CSC, ils ont permis de réaliser une analyse de type ACV. Au total, 4 scénarios de déploiement du CSC, définis par l'IFP, ont été simulés aux horizons 2020 et 2050. Ces scénarios ont intégré des données d'émissions de 41 sites industriels répartis en 6 groupes géographiques. En fonction des scénarios, différentes options de stockage géologiques ont été explorées. Ces options ont intégré la possibilité d'une séquestration dans l'aquifère du bassin parisien (dogger et trias), dans un gisement déplété situé en Mer du Nord (Hewett upper et lower Bunter), au sein d'un aquifère en Mer du Nord (structure 42/5) et dans un réservoir situé en Mer Méditerranée.

Les simulations des différents scénarios de déploiement ont mis en évidence la prépondérance (plus de 99,99 %) des émissions de CO<sub>2</sub> liées aux opérations de captage et de compression avant transport devant celles associées au transport et au stockage. En fonction des scénarios étudiés, il semble possible d'atteindre des taux d'abattement des émissions de CO<sub>2</sub> compris entre 33 et 54 % en fonction des scénarios. Un abattement de 54 %, soit une division des émissions par 2,2, semble constituer un objectif déjà très ambitieux puisqu'il implique de capter le CO<sub>2</sub> émis par les plus gros émetteurs industriels de la région PACA et de le stocker dans des réservoirs dont on connaît à l'heure actuelle encore mal les caractéristiques.

Ce facteur semble constituer une limite difficilement franchissable du fait de la dispersion géographique des émetteurs restants et de l'absence de réservoirs dans un périmètre proche, permettant une séquestration géologique dans des conditions technico-économiques viables.

Les résultats des simulations numériques ont fait apparaître une évolution contrastée des émissions d'autres polluants gazeux. En particulier, une légère augmentation des émissions de NO<sub>x</sub>, par rapport au cas de base sans CSC, accompagne la mise en place du CSC sur le territoire national. L'évolution des émissions de SO<sub>x</sub> suit quant à elle celle du CO<sub>2</sub> avec une diminution calculée comprise entre 30 et 47 % en fonction des scénarios. La différence de réactivité de ces gaz acides avec le solvant de captage est à l'origine de ces effets.

Les résultats indiquent également que le bilan environnemental du CSC peut largement être amélioré en privilégiant les options pour lesquelles les réservoirs de stockage sont des réservoirs onshore. L'éloignement des réservoirs de stockage par rapport aux émetteurs industriels a surtout pour effet d'augmenter les consommations énergétiques destinées à recomprimer le gaz le long de son parcours. Les résultats des calculs mettent en évidence le caractère très énergivore du CSC. Si l'on prend par exemple les scénarios 3 (a ou b) à l'horizon 2050 pour lesquels 58 Mt de CO<sub>2</sub> sont captés et si l'on considère que l'énergie de captage est d'environ 4 GJ/t alors l'énergie nécessaire au captage représente 64 960 GWh par an. Ceci équivaut, par exemple, à la production hydroélectrique française de l'année 2003, à la totalité des productions électriques obtenues par combustion du charbon, du gaz du pétrole, des déchets et du bois réunies ou encore à 15 % de la production électrique nucléaire de l'année 2003.

Les travaux de recherche et développement réalisés actuellement visent à réduire sensiblement les dépenses énergétiques associées à ces opérations (objectif : 2GJ/t de CO<sub>2</sub> évitée). Cet effort semble essentiel pour améliorer l'acceptabilité environnementale de ces technologies et les rendre attractives vis-à-vis des industriels. Les coûts associés à ces opérations sont également élevés. Il n'en demeure pas moins que tous les scénarios prospectifs s'accordent pour prévoir une augmentation de la consommation d'énergie primaire, dominée par les énergies fossiles. Pour répondre à l'exigence de diminution des émissions de gaz à effet de serre et tant que les sources d'énergies alternatives n'auront pas atteint leur pleine maturité, la CSC constituera une des seules solutions technologies permettant de réduire à cours ou moyen terme les émissions de CO<sub>2</sub>. Elle permet également d'intégrer une valeur économique à un impact environnemental, celui de l'émission de gaz à effet de serre, dans les pratiques industrielles.

En France, la société TOTAL envisage de tester à l'échelle industrielle la chaîne complète de CSC depuis l'installation émettrice de CO<sub>2</sub> jusqu'au stockage souterrain (gisement de gaz de Rousse, 4 500 m de profondeur) sur le site de Lacq. L'objectif est d'injecter 0,15 Mt de CO<sub>2</sub> sur deux ans. VEOLIA Environnement envisage également de lancer un pilote de captage et stockage géologique de CO<sub>2</sub> de taille industrielle sur le site de Claye-Souilly (77), sur lequel VEOLIA propreté exploite actuellement un centre de valorisation et de stockage de déchets non dangereux. Un volume annuel de 0,2 Mt de CO<sub>2</sub> serait capté et stocké.

Ces projets mettent en évidence les possibilités de déploiement industriel de cette technologie prévu pour 2020 et participent au dynamisme des travaux (recherches et développements technologiques) entrepris à l'heure actuelle dans ce secteur.



## 5. Bibliographie

**ADEME** (2004) - Analyse économique et environnementale de différentes options de réduction des rejets de NOx émis par les de réduction des rejets de NOx émis par les incinérateurs (de déchets municipaux). Étude réalisée par Bio Intelligence.

**Brochot S., Villeneuve J., Guillaneau J.-C., Durance M.-V., Bourgeois F.** (2002) - USIM PAC 3: Design and Optimization of Mineral Processing Plants from Crushing to Refining, Mineral Processing Plant Design, Practice and Control, Ed. A.L. Mular, D.N. Halbe & D.J. Barratt, SME, p. 479-494.

**Brochot S, Wiegel R.L., Ersayin S., Touze S.** (2006) - Modeling and Simulation of Comminution Circuits with USIM PAC. Advances in Comminution, Ed. S.K. Kawatra, SME, Littleton, 2006.

**Boyce M.P.** (1997) - Transport and storage of fluids. In: Perry R.H., Green, D.W., Maloney, J.O. (Eds.) Perry's Chemical Engineers' Handbook. 7<sup>th</sup> ed. McGraw-Hill, New-York, NY.

**Davidson J.** (2007) - Performance and costs of power plants with capture and storage of CO<sub>2</sub>, *Energy* 32 (2007), p. 1163-1176.

**Conturie M.** (2006) - Reduction of Carbon Dioxide Emissions by Capture and Re-injection, French-Serbian European Summer University Renewable Energy Sources and Environment, 17<sup>th</sup>-24<sup>th</sup> October, 2006, VrnjackaBanja, Serbia.

**Gielen D.J.** (2003) - CO<sub>2</sub> removal in the iron and steel industry, *Energy Conversion and Management*, 44 (7), p. 1027-1037.

**Hendricks C. et al.** (2004) - Global carbon dioxide storage potential and costs by Ecofys in cooperation with TNO, Ecofys, EEP-02001.

**IEA** (2004) - Prospects for CO<sub>2</sub> capture and storage.

**Koornneef J. et al.** (2007) - The screening and scoping of Environmental Impact Assessment and Strategic Environmental Assessment of Carbon Capture and Storage in the Netherlands, *Environ Impact Asses Rev*, In press.

**McCoy S.T. and Rubin E.S.** (2008) - An engineering-economic model of pipeline transport of CO<sub>2</sub> with application to carbon capture and storage, *International journal of greenhouse gas control*, p. 219-229.

**Möllersten K., Yan J., and Moreira J.** (2003) - Potential market niches for biomass energy with CO<sub>2</sub> capture and storage – opportunities for energy supply with negative CO<sub>2</sub> emissions, *Biomass and Bioenergy*, 25(2003), p. 273-285.

**Mohitpour M., Golshan H., Murray A.** (2003) - Pipeline Design & construction. First ed. ASME Press, New York, NY.

**Faist Emmenegger M. et al.** (2004) - Erdgas. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (Ed. Dones R.), final reportecoinvent 2000 No. 6, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf.

**Odeh N.A., Cockerill T.T.** (2007b) - Life cycle emissions from fossil fuel power plants with carbon capture and storage. In: Proceedings of the Third International Conference on Clean Coal Technologies, Cagliari, Italy, May 2007.

**Rao A.B. et al.** (2004) - An integrated modeling framework for carbon management technologies. Final Report to DOE/NETL, Center for Energy and Environmental Studies, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA.

**Rao A.B.** (2002) - Details of A Technical, Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO<sub>2</sub> Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control, Appendix to Annual Technical Progress Report, Reporting Period October 2000 – October 2001, Carnegie Mellon University, Center for Energy and Environmental Studies.

**IPCC** (2005) - IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, UK, New York, NY.

**Spath P.L., Mann M.** (2004) - Biomass power and conventional fossil systems with and without CO<sub>2</sub> sequestration—comparing the energy balance, greenhouse gas emissions and economics. Report No. NREL/TP-510-32575, US National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

**Spath P.L., Mann M.** (2000) - Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System, National Renewable Energy Laboratory, September 2000, NREL/TP-570-27715.

**Steenefeldt R., Berger B., Torp T.A.** (2006) - CO<sub>2</sub> CAPTURE AND STORAGE Closing the Knowing–Doing Gap, Trans IChemE, Part A, Chemical Engineering Research and Design, 2006, 84(A9): p. 739-763.

**Tzimas E., Mercier A., Cormos C.-C., Peteves S.D.** (2007) - Trade-off in emissions of acid gas pollutants and of carbon dioxide in fossil fuel power plants with carbon capture. *Energy Policy* 35, p. 3991-3998.

**Viebahn P., Nitsch J., Fishedick M., Esken A., Schüwer D., Supersberger N., Zuberbühler U., Edenhofe O.** (2007) - Comparison of carbon capture and storage with renewable energy technologies regarding structural, economical, and ecological aspects. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1 (1), p. 121-133.

**Waku H. et al.** (1995) - Life cycle analysis of fossil power plant with CO<sub>2</sub> recovery and sequestration system. *Energy Conversion and Management* 36 (6–9), p. 877-880.

**Zigrang D.J., Sylvester N.D.** (1982) - Explicit approximations to the solution of colebrook friction factor equation. *AIChE J.* 28 (3), p. 514-515.





## **Annexe 1**

### **Recueil de données issues de la littérature concernant les types de captage, les efficacités, les émissions et coûts associés par secteurs d'activité des émetteurs industriels**



GN (gaz naturel) CH (charbon)	Technologie Concentration typique de CO <sub>2</sub> dans les fumées (ECOFYS)	Type de captage (Post / Pre / Oxy) Solvant MEA (Mono Ethanol Amine) MHI KS-1 (Solvant développé par Mitsubishi Heavy Industries)	Efficacité net (%PCI)		Efficacité de captage CO <sub>2</sub> τ <sub>c</sub> (%)	Réduction nette de CO <sub>2</sub> par kWh (%) (IPCC) <sup>19</sup>	E <sub>CO<sub>2</sub></sub> en kg/MWhe		E <sub>Nox</sub> en g/MWhe		E <sub>Sox</sub> en g/MWhe		E <sub>COVNM</sub> en g/MWhe S A n s A v e c	Coût net CO <sub>2</sub> capté en \$/tCO <sub>2</sub> including compression	Coût net CO <sub>2</sub> évité en \$/tCO <sub>2</sub> ou €/t CO <sub>2</sub> including compression	Compression du CO <sub>2</sub> (MPa)	Source		
			Sans captage η	Avec captage η <sub>c</sub>			Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec							
<b>Advanced technologie</b>																			
GN	Advanced NGCC	Post	59 en 2015											29 US\$/t (2010)			IEA 2004		
		Pré	59 en 2015												25 US\$/t (2020)			IEA 2004	
CH	Advanced Pulverised coal	Post (ultra /super-critical boiler type)	50 en 2020											17 US\$/t (2030)			IEA 2004		
CH	Advanced IGCC	Pré	46 en 2020											11 US\$/t (2020)			IEA 2004		
<b>Centrales neuves équipées de la technologie actuelle</b>																			
GN	Centrale à cycle combiné 3 % (CCGT)	Post	50.1 42.8 90 88.3	55.0 48.0 85 83	58.0 52.0 86.6 85	367 62	262 275	140 160	- -	- -							Odeh, 2008 Tzimas, 2007 Hendricks, 2004 D'après Rubin, 2005 (IPCC) Rubin, 2007		
			55.8 47.6 90 88.3	385 43	90 110	- -								37 €/t	10 MPa				
			55.6 47.4 85 82.6	379 66	160 190	- -								62.6 US\$2005					
			55.6 49.6 85	379 63	160 180	- -								44 \$/t 1.23\$/€ (2005)		Davidson, 2007 (Fluor process)			
			48 86 367 52	55-58 47-50 85-90 (83-88)	344-379 40-66									33-57 US\$2002	53 US\$2002 37-74		IPPC, 2005 Cost In constant US\$2002		
			58.0 51.5 86.7 85	350 50											43 €/t	10 MPa	Hendricks, 2004		
			55.6 44.7 97.2 96.8	379 12	160 -	- -									85 \$/t 1.23\$/€ (2005)		Davidson, 2007		
CH	Charbon pulvérisé	Post (super-critical boiler type)	MEA 39.6 30.0 90 86.8	43.0 33.0 85 81	42.0 33.7 88.0 85	762 145	620 770	410 590	1250 9	300 12	3					13.5 MPa	Odeh, 2008 Tzimas, 2007 Hendricks, 2004 D'après Rubin, 2005 (IPCC) Rubin, 2007		
		Post	MEA 40.9 31.2 90 86.9	41-45 30-35 85-90 (81-88)	736-811 92-145	590 770	291 1						29 €/t	10 MPa					
		Post (ultra /super-critical boiler type)	MEA 44.0 35.3 90 86.9	44.0 34.8 87.5 84.3	743 117	610 680	610 <0.01						49.7 US\$2005 41 US\$2002 29-51		IPPC, 2005 Cost In constant US\$2002				
		MHI 44.0 35.3 90	743 92	610 680	610 <0.01								23-35 US\$2002	41 US\$2002 29-51		Davidson, 2007 (MHI Process)			
		MEA 44.0 34.8 87.5 84.3	743 117	610 690	610 <0.01									30\$/t 1.23\$/€ (2005)		Davidson, 2007 (Fluor Process)			
		Oxy 44.0 35.4 90.8 88.7	743 84	610 260	610 -									33\$/t 1.23\$/€ (2005)		Davidson, 2007			
		47.0 42.2 89.2 88	37.2 32 90 88.4	720 90	120 100	300 330												26 €/t	10 MPa
CH	Centrale à cycle combiné avec gazéification intégrée 6 % (IGCC)	Pré	39.1 33.8 90 88.4	817 97	90 100	141 11											22.6 US\$2005		
			43.1 34.5 85 81.4	763 142	580 550	40 10													
			38.0 31.5 85 81.8	833 152	390 400	70 10													
			35 86 773 108	38-47 31-40 85-91 (81-91)	682-846 65-152										11-32 US\$2002	23 US\$2002 13-37		IPPC, 2005 Cost In constant US\$2002	

<sup>19</sup> % CO<sub>2</sub> évité : (CO<sub>2</sub> émis sans capture par kWh - CO<sub>2</sub> émis avec capture par kWh) rapporté au CO<sub>2</sub> émis sans capture par kWh

GN (gaz naturel) CH (charbon)	Technologie Concentration typique de CO <sub>2</sub> dans les fumées (ECOFYS)	Type de captage (Post / Pre / Oxy) Solvant MEA (Mono Ethanol Amine) MHI KS-1 (Solvant développé par Mitsubishi Heavy Industries)	Efficacité net (%PCI)		Efficacité de captage CO <sub>2</sub> $\tau_c$ (%)	Réduction nette de CO <sub>2</sub> par kWh (%) (IPPC) <sup>13</sup>	E <sub>CO<sub>2</sub></sub> en kg/MWhe		E <sub>Nox</sub> en g/MWhe		E <sub>Sox</sub> en g/MWhe		E <sub>COVNM</sub> en g/MWhe S a n s A v e c	Coût net CO <sub>2</sub> capté en \$/tCO <sub>2</sub> including compression	Coût net CO <sub>2</sub> évité en \$/tCO <sub>2</sub> ou €/t CO <sub>2</sub> including compression	Compression du CO <sub>2</sub> (MPa)	Source
			Sans captage $\eta$	Avec captage $\eta_c$			Sans	Avec	Sans	Avec	Sans	Avec					

Centrales existantes équipées de la technologie actuelle																	
GN	Centrale à cycle combiné (CCGT)	Post (MEA) retrofit CO <sub>2</sub> capture	55.6	45.6	85	82.6	400	70	160	190	-	-			44 \$/t 1.23\$/€ (2005)		IFP et Davidson, 2007 (Fluor process)
CH	Charbon pulvérisé	Post (MEA) retrofit CO <sub>2</sub> capture (subcritical boiler type)	36.2	21.3	96.2	94	908	59						42\$/t (2000)	73\$/t (2000)		Alstom et al., 2001
			33-37	19-25	90-96	63-94	901-1004	59-369						31-56 US\$2002	45-73 US\$2002		IPPC, 2005 Cost In constant US\$2002

À noter qu'il est difficile de distinguer les données associées aux centrales neuves équipées de la technologie actuelle à celles des centrales existantes équipées de la technologie actuelle.

## Données issues de la littérature, autres activités

	Technologie	Carburant	Production	Type de captage (Post / Pre / Oxy)	Efficacité nette (% PCI)		Concentration CO <sub>2</sub> typique dans les fumées de combustion (Hendricks, 2004 et IPCC, 2005)	Consommation d'énergie pour le captage du CO <sub>2</sub>	Taux de captage CO <sub>2</sub> τ <sub>c</sub> (%)	Coût US\$ / tCO <sub>2</sub> évité	Coût US\$ / tCO <sub>2</sub> capté	Coût €/t CO <sub>2</sub> évité (Hendricks, 2004) Add-on capture technologie			E <sub>CO<sub>2</sub></sub> t CO <sub>2</sub> / MWh <sub>elec.</sub> ou t de produit	
					Sans η	Avec η <sub>c</sub>						TOTAL	Dont coût de captage sans compression	Dont coût de la compression <sup>23</sup>		
13	Déchets et traitements	Déchets Incinerateur (déchets ménagers, industriels banals et déchets d'activités de soins) ou traitement (relavures de terri, de charbon d'importation et de coke de pétrole)...	Énergie	Post				+Econamine process : Heat consumption 4.1 MJ/kg CO <sub>2</sub> (carburant) + Compression CO <sub>2</sub> : 416 kJ/kg CO <sub>2</sub> (électricité) (Hendricks, 2004)	Post-combustion : 85 to 95% (Hendricks, 2004)							
3	Bois - papier et carton <sup>21</sup>	Papeterie	liqueur noire La dissolution de la permet d'extraire du lessiveur une pâte, qui sera ensuite défibrée, épurée, et lavée, ainsi qu'une liqueur combustible appelée liqueur noire. (http://www.smurfitka-ppa-cellulosedupin.com)	Papiers de couverture pour carton ondulé + énergie (combustion de la liqueur noire)...	Post capture by chemical absorption from the flue gases of the black liquor recovery and bark boilers in a Kraft pulp mill <sup>22</sup>	Net electrical efficiency (LHV) 0.19 Total efficiency <sup>23</sup> (LHV) 0.6 (Möllersten, 2003)	Net electrical efficiency (LHV) 0.10 Total efficiency (LHV) 0.51 (Möllersten, 2003)	+ Régénération de solvant : heat demand of 2.9 MJ heat / kg CO <sub>2</sub> (carburant - steam turbine 20% d'efficacité) + work requirement, mainly for pumping the absorbent : +0.03 kWh elect / kg CO <sub>2</sub> (électricité) + CO <sub>2</sub> compression to 100 bar (liquid state, ready for transportation) : work requirement of 0.12 kWh / kg CO <sub>2</sub> (électricité) (Möllersten, 2003)	90% (Möllersten, 2003)	34 US\$ / t CO <sub>2</sub> (Möllersten, 2003)						319k KCO <sub>2</sub> /t (SKG, 2007)
					Pre capture by physical absorption from the fuel gas in a black liquor integrated gasification combined cycle in a Kraft pulp mill (CO <sub>2</sub> is captured by physical absorption from a pressurised gasifier at 28 bar)	Net electrical efficiency (LHV) 0.28 Total efficiency (LHV) 0.72 (Möllersten, 2003)	Net electrical efficiency (LHV) 0.25 Total efficiency (LHV) 0.69 (Möllersten, 2003)	+ Compression and pumping of solvent : 0.08 kWh elect. / kg CO <sub>2</sub> (électricité) + CO <sub>2</sub> compression to 100 bar (liquid state, ready for transportation) : work requirement of 0.12 kWh / kg CO <sub>2</sub> (électricité) (Möllersten, 2003) =>net electrical efficiency (LHV) : 28% to 25% (Möllersten, 2003). The steam efficiency remains at 44% in both cases. (IEA, 2004)	90% (Möllersten, 2003)	23 US\$ / t CO <sub>2</sub> (Möllersten, 2003)						
5	Chimie et parachimie	Pétrochimie	Naphta (coupe légère de pétrole)	Éthylène, propylène, mélange de butadiène et butène, gaz, fiouls, essence de pyrolyse	Post			+Econamine process : Heat consumption 4.1 MJ/kg CO <sub>2</sub> (carburant) + Compression CO <sub>2</sub> : 416 kJ/kg CO <sub>2</sub> (électricité) (Hendricks, 2004)	Post-combustion : 85 to 95% (Hendricks, 2004)				38-46	32-36	6-10	
9	Industries minérales	Cimenterie	Hypothèse : Charbon majoritairement	Ciment The flue gas from cement kilns contains between 14 and 33 volume % CO <sub>2</sub>	Post			+Econamine process : Heat consumption 4.1 MJ/kg CO <sub>2</sub> (carburant) + Compression CO <sub>2</sub> : 416 kJ/kg CO <sub>2</sub> (électricité) (Hendricks, 2004)	Post-combustion : 85 to 95% (Hendricks, 2004)				34-38	28	6-10	0.5 t CO <sub>2</sub> /t Portland ciment (IEA, 2004)
					Oxy-fuel Re-design			0.9 GJ elect./t CO <sub>2</sub> (électricité) (IEA, 2004)	90% (IEA, 2004)							

<sup>21</sup> CO<sub>2</sub> from black liquor recovery boilers and bark-fired boilers, and sugar/ethanol mills, which emit CO<sub>2</sub> from bagasse-fired boilers.

<sup>22</sup> Hypothesis : steam used otherwise to run a condensing steam turbine with 20 % electrical efficiency

<sup>23</sup> (Net power output + heat to the process) / fuel output

	Technologie		Carburant	Production	Type de captage (Post / Pre / Oxy)	Efficacité nette (% PCI)		Concentration CO <sub>2</sub> typique dans les fumées de combustion (Hendricks, 2004 et IPCC, 2005)	Consommation d'énergie pour le captage du CO <sub>2</sub>	Taux de captage CO <sub>2</sub> τ <sub>c</sub> (%)	Coût US\$ / tCO <sub>2</sub> évité	Coût US\$ / tCO <sub>2</sub> capté	Coût €/t CO <sub>2</sub> évité (Hendricks, 2004) Add-on capture technologie			E <sub>CO<sub>2</sub></sub> t CO <sub>2</sub> / MWhelec. ou t de produit	
						Sans η	Avec η <sub>c</sub>						TOTAL	Dont cout de captage sans compression	Dont cout de la compression <sup>20</sup>		
4	Pétrole et gaz	Raffinerie	Pétrole brut		Post (refinery heaters)			3-18 %	For blowers to push the flue gas through the network, and for the pressure drop imposed by the packed column absorbers : <b>0.39 GJ/ t CO<sub>2</sub></b> +Pretreatment to reduce NOx and SO2 (with energy needs for the blowers and the steam for the regeneration of the absorbents) : <b>6.2 GJ gas nat. / t CO<sub>2</sub> (gaz naturel)</b> (IEA, 2004)	95% (IPCC, 2005)	74 US\$/t CO <sub>2</sub> (post) (IPCC, 2005)	50 US\$/t CO <sub>2</sub> (post) (IPCC, 2005)	35-52	29-42	6-10		
					Oxy (refinery power station boiler)				Electricity needs for the air separation unit and CO <sub>2</sub> separation amount : <b>1.5 GJ elec/ t CO<sub>2</sub> (électricité)</b> (IEA, 2004)								
12	Sidérurgie - métallurgie - coke		Iron and steel Type 1 : integrated steel plant (coal + natural gas oil) <b>500-550 kg coke+coal /t</b> Type 2 : mini mill using electric arc furnace Increasingly blend DRI ( <b>300-350 kWh/t steel</b> ) (IEA, 2004)		Post			15-20 %	+Econamine process : Heat consumption <b>4.1 MJ/kg CO<sub>2</sub> (carburant)</b> + Compression CO <sub>2</sub> : <b>416 kJ/kg CO<sub>2</sub> (électricité)</b> (Hendricks, 2004)	90 % d'après Farla, 95 (IPCC)	35 D'après Farla, 95 (IPCC)		35-39	29	6-10	blast furnace 1 à 1.5 tCO <sub>2</sub> /t iron (IEA, 2004)	
					Pré Direct reduction iron (IPCC, 2005)								Direct reduction iron <b>10 US\$/t CO<sub>2</sub></b> (Gielen, 2003)				
					Oxy-fuel blast furnace (IPCC, 2005) REDESIGN								Steel mills from blast furnace gas <b>18 US\$/t CO<sub>2</sub></b> (Gielen, 2003)				
	Ammonia production		Pure stream (high-purity sources requiring simple drying and compression.)		Post			100 %	(high-purity sources requiring simple drying and compression.) hyp : Compression CO <sub>2</sub> <b>416 kJ/kg CO<sub>2</sub> (électricité)</b> (Hendricks, 2004)			5-55 US\$/t CO <sub>2</sub> net captured (IPCC, 2005)	9-13	3	6-10	1.5 t / t ammonia	
			Flue gas : 8 % CO <sub>2</sub>		Post			8 %	+Econamine process : Heat consumption <b>4.1 MJ/kg CO<sub>2</sub> (carburant)</b> + Compression CO <sub>2</sub> : <b>416 kJ/kg CO<sub>2</sub> (électricité)</b> (Hendricks, 2004)				42-46	36	6-10		

## **Annexe 2**

# **Synthèse des données utilisées par les modèles pour la simulation de la mise en place du CSC sur le territoire français en 2020 et 2050**





**Données utilisées par les modèles de captage**

Type d'émetteurs	Type de captage	Coût (euros/tCO <sub>2</sub> évité)
Operating CCGT	Post	35.8
New CCGT	Post	35.8
Operating coal-burning station	Post	59.3
New coal-burning station	Post	24.4
Fioul oil	Post	35.8
Ammonia industry CO <sub>2</sub> pure	Post	9
Ammonia industry CO <sub>2</sub> 8 %	Post	42
Waste treatment plant	Post	40
Paper mill	Post	40
Chemical industry	Post	40
Cement plant	Post	34
Oil&Gas industry	Post	42
Siderurgy	Post	35

Type d'émetteurs	Type de captage	Efficacité énergétique sans captage (%)	Efficacité énergétique avec captage (%)	% CO <sub>2</sub> dans les fumées de combustion	Taux de captage du CO <sub>2</sub> (%)
2020 Operating CCGT	Post	55.6	47.5	3	90
2020 New CCGT	Post	59	53.2	3	90
2020 Operating coal-burning station	Post	36.2	27.6	13	90
2020 New coal-burning station	Post	50	42.4	13	90
2020 Fioul oil	Post	55.6	47.5	3	90
2020 Ammonia industry	Post	30	30	100	90
2020 Ammonia industry CO <sub>2</sub> 8 %	Post	30	25	8	90
2020 Waste treatment plant	Post	30	25	14	90
2020 Paper Mill	Post	30	25	14	90
2020 Chemical Industry	Post	30	25	13	90
2020 Cement plant	Post	30	25	33	90
2020 Oil&Gas industry	Post	30	25	10	90
2020 Siderurgy	Post	30	25	20	98
2050 Operating CCGT	Post	55.6	49.2	3	90
2050 New CCGT	Post	59	55.1	3	90
2050 Operating coal-burning station	Post	36.2	32	13	90
2050 New coal-burning station	Post	50	44.2	13	90
2050 Fioul oil	Post	55.6	49.2	3	90
2050 Ammonia industry	Post	30	30	100	90

Type d'émetteurs	Type de captage	Efficacité énergétique sans captage (%)	Efficacité énergétique avec captage (%)	% CO <sub>2</sub> dans les fumées de combustion	Taux de captage du CO <sub>2</sub> (%)
2050 Ammonia industry CO <sub>2</sub> 8 %	Post	30	26.1	8	90
2050 Waste treatment plant	Post	30	26.1	14	90
2050 Paper mill	Post	30	26.1	14	90
2050 Chemical industry	Post	30	26.1	13	90
2050 Cement plant	Post	30	26.1	33	90
2050 Oil&Gas industry	Post	30	26.1	10	90
2050 Siderurgy	Post	30	26.1	20	98

### Données utilisées par les modèles de transport

Type of CO <sub>2</sub> transport facility	"Pipeline onshore" ou "Pipeline offshore"		
Distance (km)	cf. Illustration 31		
Leackage (%/1 000 km)	0.026		
CO <sub>2</sub> compressibility (-)	0.25		
CO <sub>2</sub> mean temperature during transport (°C)	12		
CO <sub>2</sub> upstream pressure (Mpa)	10		
Pipeline elevation (m)	0		
<b>Pipeline characteristics</b>			
CO <sub>2</sub> pressure drop along the pipe (kPa/km)	10		
Pipeline building (MJ/kg)	31.31		
Cost (euros/t.km) (If 0 then Default value)	0		
Lifetime (years)	50		
Pipeline internal roughness (mm)	0.0457		
Pipeline maximum operating pressure (MPa)	15.3		
Specified minimum yield stress of the material (MPa)	483		
Longitudinal joint factor (-)	1		
Design factor (-)	0.72		
Recommended minimum operating pressure (Mpa)	8.6		
<b>Pipeline capital cost model data</b> : $\log(\text{cost, US\$}) = A1 + A2 \log(\text{Pipeline length, km}) + A3 \log(\text{DNPS, dimensionless})$			
	Material	Labor	Miscellaneous
A1	3.112	4.487	4.39
A2	0.901	0.82	0.783
A3	1.59	0.94	0.791

### ***Données utilisées par les modèles de stockage***

Reservoir type	Sites spécifiques cf. Illustration 34	
Depth of storage (m)	Sites spécifiques cf. Illustration 34	
Reservoir pressure (Mpa)	Sites spécifiques cf. Illustration 34	
Injection overpressure (MPa)		4
Number of injection wells	Sites spécifiques cf. Illustration 34	
Reservoir leakage (% of the inflow per year)		0.001
CO <sub>2</sub> compressibility (-)		0.25
CO <sub>2</sub> mean temperature during transport (°C)		12
Indirect energy consumption for wells building (primary MJ/m of well)	cf. Rapport IFP	
Operating lifetime (years)	Sites spécifiques cf. Illustration 34	
Pipeline internal roughness (mm)		0.0457
Pipeline maximum operating pressure (MPa)		15.3
Specified minimum yield stress of the material (MPa)		483
Longitudinal joint factor (-)		1
Design factor (-)		0.72
Storage monitoring costs (US\$/tCO <sub>2</sub> )		0.05



**Centre scientifique et technique**  
**Service environnement industriel et procédés innovants**  
3, avenue Claude-Guillemin  
BP 36009 – 45060 Orléans Cedex 2 – France – Tél. : 02 38 64 34 34