

**ÉCOLE DOCTORALE SCIENCES DE L'HOMME ET DE LA SOCIÉTÉ**  
**LABORATOIRE D'ÉCONOMIE D'ORLÉANS**

## THÈSE

présentée par:

**Olivia RICCI**

soutenue le : **5 décembre 2011**

pour obtenir le grade de : **Docteur de l'Université d'Orléans**

Discipline : Sciences Economiques

**Capture et stockage géologique du CO<sub>2</sub> à partir  
de biomasse : quelles perspectives  
économiques ?**

**THÈSE dirigée par :**

**M. Alain AYONG LE KAMA**  
**M. Xavier GALIÈGUE**

Professeur, Université de Lille I  
Maître de Conférences, HDR, Université d'Orléans

**RAPPORTEURS :**

**Mme Mireille CHIROLEU ASSOULINE**  
**M. Olivier BEAUMAIS**

Professeur, Université Paris I Panthéon-Sorbonne  
Professeur, Université de Rouen

---

**JURY :**

**M. Alain AYONG LE KAMA**  
**M. Olivier BEAUMAIS**  
**Mme Mireille CHIROLEU ASSOULINE**  
**M. Mouez FODHA**  
**M. Xavier GALIÈGUE**  
**M. Michel MOREAUX**

Professeur, Université de Lille I  
Professeur, Université de Rouen  
Professeur, Université Paris I Panthéon-Sorbonne  
Professeur, Université d'Orléans  
Maître de Conférences, HDR, Université d'Orléans  
Professeur, Université de Toulouse I, Président du jury



*L'Université d'Orléans n'entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans la thèse ; elles doivent être considérées comme propres à leurs auteurs.*



# Remerciements

*Je tiens à remercier chaleureusement mes directeurs de thèse, Alain Ayong Le Kama et Xavier Galiègue, pour leur disponibilité, leur soutien, et leurs conseils avisés. Dans les si nombreux moments de doutes que j'ai pu avoir, Alain était là, patient, à m'encourager et à me guider dans ce travail de recherche. Ce fut un grand plaisir d'apprendre et de me former à ses côtés. La porte du bureau de Xavier était toujours grande ouverte ! Il m'a également donné l'opportunité de travailler sur le projet Artenay, qui déclencha mon envie d'entreprendre une thèse ; je lui en suis donc reconnaissante.*

*Je remercie Mireille Chiroleu Assouline, Olivier Beaumais, Michel Moreaux et Mouez Fodha pour m'avoir fait l'honneur de participer à mon jury de thèse.*

*J'exprime toute ma reconnaissance à Olivier Beaumais qui m'a apporté l'aide nécessaire à la construction du MEGC sur le logiciel gams. Ce travail nécessite beaucoup de rigueur et de temps. Je le remercie donc sincèrement pour m'avoir accueilli à Rouen malgré ses contraintes. Je souhaite également remercier Mouez Fodha qui m'a prodigué de judicieux conseils, toujours, sur le fonctionnement des MEGC. Son arrivée au LEO m'a été d'une aide précieuse.*

*J'ai également eu le plaisir de collaborer avec le BRGM et GEOGREEN sur le projet Artenay. Je remercie vivement Antonin Fabbri et Didier Bonijoly pour m'avoir transmis leur très large culture sur la capture et le stockage géologique du carbone. Leurs compétences et leur pédagogie m'ont grandement aidé à cerner les enjeux techniques, économiques et sociaux autour de cette technologie. J'ai par la même occasion appris quelques notions de géologie et partagé de curieux mets chinois. Le travail d'équipe mené avec Gaëlle Bureau et Jonathan Royer-Adnot a été très enrichissant. Mes connaissances d'ingénierie étant limitées, notre collaboration dans ce projet a constitué pour moi un formidable terrain d'apprentissage.*

*Je souhaite remercier Sandrine Selosse avec qui j'ai travaillé sur le chapitre 2 de la thèse pour sa bonne humeur, sa disponibilité, sa rapidité dans le travail, la relecture de ma thèse mais surtout pour son optimisme et son sourire même quand rien ne va.*

*Je tiens aussi à mentionner le plaisir que j'ai eu à travailler au sein du laboratoire d'économie d'Orléans. Je remercie particulièrement Gregory Levieuge pour son amitié et*

*pour avoir consacré de son temps à la relecture de cette thèse. Je n'oublierai pas l'assistance permanente reçue par Renée-Hélène Saliège ! Je remercie mes amis doctorants qui chaque jour sont présents et qui ont fait que ma thèse n'a pas été un long travail solitaire. Merci à : Angela, Audrey, Leila, Oana, Alexandra, Elena, William, Yannick, Jamal, Sylvain et les autres pour tous ces moments sympathiques. Cette expérience de doctorat n'aurait pas été si agréable sans la présence de Bérangère Legendre et de Nabila Boukef. Les longues conversations téléphoniques sur la modélisation et les enseignements avec l'une, les heures de travail tardives avec l'autre, sont autant de choses que je n'oublierai pas. Dans les derniers mois d'été, Bérangère a passé beaucoup de temps à relire l'intégralité de la thèse, je la remercie encore fortement.*

*Un grand merci à Florence Lamy pour le travail de relecture.*

*Mes amis d'enfance, de l'université, de Londres m'ont toujours soutenu pendant ces années de thèse. Je remercie : Laurence, Aude, Alice, Anouck, Florie, Yole, Valérie, M. Energie et Martha.*

*J'adresse mes plus sincères remerciements à toute ma famille pour avoir été et être toujours là pour moi. Je remercie mes parents, Catherine et Michel, pour avoir cru en moi et m'avoir montré qu'avec de la persévérance on pouvait aboutir à de belles choses et ma petite sœur, Laura, dont je suis tellement fier. Je ne peux conclure sans citer la personne qui a le plus compté pour moi ces quatre dernières années : un immense merci à Florian pour m'avoir écouté, motivé et réconforté tant de fois. Mais, également pour avoir supporté au quotidien mes sauts d'humeur.*

# Table des matières

Introduction générale	1
<b>I L'analyse du potentiel économique et environnemental de la BCSC</b>	<b>22</b>
<b>1 L'évaluation économique et environnementale de la filière éthanol-CSC</b>	<b>23</b>
1.1 Revue de la littérature empirique sur l'application de la CSC au secteur des biocarburants . . . . .	24
1.1.1 Eléments sur les biocarburants . . . . .	24
1.1.2 L'application de la chaîne CSC au secteur des biocarburants . . . . .	29
1.2 Bilan environnemental et économique de la filière éthanol-CSC . . . . .	33
1.2.1 Présentation technique du cas d'étude . . . . .	33
1.2.2 Impact environnemental de la filière éthanol-CSC . . . . .	36
1.2.3 Analyse des coûts de la filière éthanol-CSC . . . . .	45
1.3 Analyse de la rentabilité économique de la filière éthanol-CSC . . . . .	55
1.3.1 L'évolution du prix du carbone . . . . .	56
1.3.2 Calcul de la VAN projet . . . . .	59
1.3.3 Résultats . . . . .	60
1.3.4 Variation des volumes de production . . . . .	62
1.4 Conclusion . . . . .	66
<b>2 Le rôle global et régional de la BCSC : une application à la production d'électricité</b>	<b>75</b>
2.1 Revue de la littérature empirique sur le rôle de la BCSC . . . . .	77
2.1.1 Les applications sectorielles de la CSC . . . . .	77
2.1.2 Le rôle économique de la BCSC pour atteindre des objectifs environnementaux ambitieux . . . . .	80
2.1.3 La disponibilité de la ressource biomasse . . . . .	83
2.2 L'évaluation du potentiel de la BCSC dans le secteur électrique grâce au modèle TIAM-FR . . . . .	87
2.2.1 Description du modèle . . . . .	87
2.2.2 La prise en compte de la BCSC dans le modèle . . . . .	89

2.2.3	Les scénarios de politique environnementale . . . . .	90
2.2.4	Résultats . . . . .	95
2.3	Conclusion . . . . .	107
<b>3</b>	<b>Les instruments nécessaires à l'adoption des technologies de CSC et de BCSC</b>	<b>121</b>
3.1	Les instruments de politique environnementale capables d'inciter au développement de la CSC . . . . .	122
3.1.1	L'intervention de l'Etat pour faciliter le développement de la CSC .	123
3.1.2	Le choix des instruments . . . . .	125
3.1.3	Comparaison des instruments . . . . .	132
3.2	Quels instruments choisir pour inciter au développement de la BCSC? . .	139
3.2.1	La limite des instruments de politique environnementale . . . . .	139
3.2.2	L'introduction de la BCSC dans les mécanismes du protocole de Kyoto	142
3.3	Conclusion . . . . .	149
<b>II</b>	<b>La modélisation de la CSC et de la BCSC et l'évaluation des politiques environnementales</b>	<b>156</b>
<b>4</b>	<b>La modélisation en équilibre général</b>	<b>157</b>
4.1	Les modèles d'équilibre général calculable appliqués à l'environnement . . .	159
4.1.1	Les fondements théoriques des MEGC et leurs évolutions . . . . .	159
4.1.2	La prise en compte de l'environnement dans les comportements de consommation et de production . . . . .	164
4.1.3	MEGC, CSC et instruments économiques . . . . .	166
4.2	La structure du modèle . . . . .	168
4.2.1	Description générale . . . . .	168
4.2.2	Les hypothèses générales du modèle . . . . .	169
4.2.3	Les comportements de production . . . . .	171
4.2.4	La nature de la pollution . . . . .	173
4.2.5	Le consommateur représentatif . . . . .	175
4.2.6	Les instruments de politique environnementale . . . . .	176
4.2.7	La réduction des émissions grâce à la CSC . . . . .	177
4.3	L'économie décentralisée et l'impact des instruments . . . . .	178
4.3.1	Les producteurs . . . . .	178
4.3.2	Les ménages . . . . .	186
4.3.3	Le secteur public . . . . .	189
4.3.4	Les équilibres sur les marchés et la vérification de la loi de Walras .	189
4.3.5	L'état stationnaire . . . . .	193
4.4	Base de données et calibrage du modèle . . . . .	194

---

4.4.1	La base de données . . . . .	195
4.4.2	Le calibrage . . . . .	205
4.5	Conclusion . . . . .	209
<b>5</b>	<b>L'évaluation des politiques environnementales</b>	<b>219</b>
5.1	L'évaluation des politiques environnementales au niveau mondial . . . . .	221
5.1.1	Evaluation d'une taxe carbone mondiale . . . . .	221
5.1.2	Comparaison de l'efficacité des instruments . . . . .	229
5.2	L'évaluation des politiques environnementales au niveau français . . . . .	247
5.2.1	Evaluation de la contribution climat-énergie . . . . .	248
5.2.2	Comparaison des instruments pour atteindre le Facteur 4 . . . . .	257
5.3	Conclusion . . . . .	261
	<b>Conclusion générale</b>	<b>266</b>



# Table des figures

1	Cycle du carbone de la biomasse (avec et sans CSC) . . . . .	11
1.1	Production des biocarburants ( <i>Deperre, 2010</i> ) . . . . .	25
1.2	Le fonctionnement de la distillerie . . . . .	34
1.3	Description de la chaîne CSC . . . . .	35
1.4	Bilan des gaz à effet de serre pour les cas A et B . . . . .	41
1.5	Bilan énergétique pour les cas A et B . . . . .	41
1.6	Emissions évitées et émissions séquestrées . . . . .	49
1.7	Coût d'abattement non actualisé (€/tCO <sub>2</sub> ) . . . . .	50
1.8	Coût relatif de la CSC sur la fermentation (%) . . . . .	54
1.9	Scénarios d'évolution du prix du CO <sub>2</sub> (€/tCO <sub>2</sub> ) . . . . .	57
1.10	VAN par rapport à 0 pour chaque scénario - Quinet de base . . . . .	64
1.11	VAN par rapport à 0 pour chaque scénario - Quinet haut . . . . .	65
2.1	BCSC-Potentiel de réduction du coût d'abattement ( <i>van Vuuren et al., 2007</i> )	82
2.2	Evolution des émissions de CO <sub>2</sub> (Gt) . . . . .	93
2.3	Evolution de la concentration atmosphérique de CO <sub>2</sub> (ppmCO <sub>2</sub> ) . . . . .	94
2.4	Consommation mondiale d'énergie primaire (EJ) . . . . .	95
2.5	Consommation mondiale de biomasse (EJ) . . . . .	97
2.6	Evolution du mix électrique de 2020 à 2050 (EJ) . . . . .	99
2.7	Composition du mix électrique en 2050 (%) . . . . .	100
2.8	Developpement des technologies de CSC (EJ) . . . . .	101
2.9	Développement de la CSC par région (EJ) . . . . .	102
2.10	Emissions stockées (GtCO <sub>2</sub> ) . . . . .	105
2.11	Système énergétique de référence du modèle TIAM-FR . . . . .	112
2.12	Evolution démographique (milliard), <i>base de données UNdata</i> . . . . .	113
2.13	Taux de croissance du PIB (en pourcentage par an), <i>ETP 2010</i> . . . . .	113
2.14	Evolution de la demande agricole par région (coefficient multiplicateur par rapport à 2005) . . . . .	114
2.15	Evolution de la demande par région dans la chimie (coefficient multiplicateur par rapport à 2005) . . . . .	114
2.16	Evolution de la demande par région dans la sidérurgie (coefficient multiplicateur par rapport à 2005) . . . . .	115

2.17	Evolution de la demande dans les autres secteurs de l'industrie (coefficient multiplicateur par rapport à 2005) . . . . .	115
2.18	Evolution de la demande par région dans les services (coefficient multiplicateur par rapport à 2005) . . . . .	116
2.19	Capacités de stockage par région (GtCO <sub>2</sub> ), <i>TIAM-FR</i> . . . . .	116
2.20	Coûts de stockage (\$/tCO <sub>2</sub> ), <i>TIAM-FR</i> . . . . .	116
2.21	Coûts de transport (\$/tCO <sub>2</sub> ) par région, <i>TIAM-FR</i> . . . . .	117
2.22	Evolution de la consommation d'énergie primaire dans les pays industrialisés (EJ) . . . . .	117
2.23	Evolution de la consommation d'énergie primaire en Inde et en Chine (EJ) . . . . .	118
2.24	Evolution de la consommation d'énergie primaire dans les pays en développement (EJ) . . . . .	118
2.25	Consommation mondiale de biomasse en 2050 (EJ) . . . . .	119
2.26	Evolution de la consommation de biomasse dans les pays industrialisés (EJ) . . . . .	119
2.27	Evolution de la consommation de biomasse en Inde et Chine (EJ) . . . . .	120
2.28	Evolution de la consommation de biomasse dans les pays en développement (EJ) . . . . .	120
4.1	La structure du modèle . . . . .	170
4.2	Emissions de CO <sub>2</sub> par secteur en 2005 (Gt) ( <i>IEA, 2008b</i> ) . . . . .	201
5.1	Evolution des émissions totales (GtCO <sub>2</sub> ) . . . . .	225
5.2	Dynamique de l'output . . . . .	227
5.3	Dynamique de la consommation . . . . .	227
5.4	Impact des scénarios S1 à S4 sur la consommation (C) . . . . .	236
5.5	Impact des scénarios S1 à S4 sur l'output (YC) . . . . .	236
5.6	Impact des scénarios S1 à S4 sur la demande d'énergie secondaire (YED) . . . . .	237
5.7	Impact des scénarios S1 à S4 sur la demande d'énergie fossile (YFD) . . . . .	237
5.8	Impact des modes de recyclage de la taxe carbone sur la consommation . . . . .	241
5.9	Impact des modes de recyclage de la taxe fossile sur la consommation . . . . .	242
5.10	Impact des modes de recyclage des taxes environnementales sur la consommation . . . . .	243
5.11	Coût des instruments S3', S4', S8 (ratio) . . . . .	246
5.12	Coût de tout les instruments (ratio) . . . . .	246

# Liste des tableaux

1	Relation entre flux d'émissions et changement climatique (GIEC, 2007) . . .	8
1.1	Bilan des gaz à effet de serre (GES) . . . . .	38
1.2	Bilan de la consommation d'énergie non renouvelable (ENR) . . . . .	38
1.3	Bilan GES et ENR pour la phase de production d'éthanol - Comparaison des résultats ADEME/DIREM et des données industrielles . . . . .	39
1.4	Bilan carbone - énergie pour chaque scénario . . . . .	42
1.5	Analyse de sensibilité sur le cas B . . . . .	44
1.6	Comparaison des bilans environnementaux de l'éthanol-CSC avec l'essence . . . . .	45
1.7	Besoins en énergie pour chaque unité de capture (MWhth) . . . . .	46
1.8	Coûts de la capture (2009) en millions d'euros . . . . .	47
1.9	Coûts de la compression (2009) en millions d'euros . . . . .	47
1.10	Coût du transport (2009) en millions d'euros . . . . .	48
1.11	Quantités de CO2 stockées et évitées (Mt) pour chaque scénario sur la période d'injection . . . . .	50
1.12	Scénarios étudiés . . . . .	52
1.13	Coût de la CSC (euros/tonne de CO2 évitée) . . . . .	53
1.14	Description Business As Usual (VAN) . . . . .	60
1.15	Résultats VAN - taux d'actualisation public . . . . .	61
1.16	Résultats VAN - taux d'actualisation privé . . . . .	62
1.17	VAN pour les scénarios 1 à 4 - Quinet de base . . . . .	63
1.18	VAN pour les scénarios 1 à 4 - Quinet haut . . . . .	64
1.19	Tableau d'équivalence des GHG avec la méthode d'impact et la méthode ADEME/DIREM . . . . .	74
1.20	Tableau d'équivalence des ENR avec la méthode d'impact . . . . .	74
2.1	Procédés de conversion de la biomasse en électricité . . . . .	79
2.2	Estimation du potentiel de biomasse selon différentes études . . . . .	86
2.3	Régions dans le modèle TIAM-FR . . . . .	88
2.4	Technologies introduites dans le modèle TIAM-FR . . . . .	90
2.5	Objectifs Copenhague 2020, hypothèses 2050 . . . . .	92
2.6	Emissions de CO2 évitées par pays comparées au BAU (Gt) . . . . .	94
3.1	Efficacité des instruments en termes d'adoption de la CSC et de la BCSC .	142

---

4.1	Tableau récapitulatif des valeurs données aux paramètres et variables concernant le secteur des ménages . . . . .	196
4.2	Tableau récapitulatif des valeurs données aux paramètres et variables concernant le secteur de bien final . . . . .	197
4.3	Consommation d'énergie fossile en 2005 . . . . .	198
4.4	Tableau récapitulatif des valeurs données aux paramètres et variables concernant le secteur de l'énergie secondaire . . . . .	199
4.5	Tableau récapitulatif des valeurs données aux paramètres et variables concernant le secteur des énergies primaires . . . . .	200
4.6	Emissions liées à la consommation d'énergie fossile en 2005 (IEA, 2008c) . . . . .	201
4.7	Tableau récapitulatif des valeurs données et déduites aux paramètres et variables concernant la partie environnementale . . . . .	203
4.8	Coût moyen de la CSC dans le secteur de l'électricité (IEA, 2008b) . . . . .	204
4.9	Tableau récapitulatif des valeurs données aux variables concernant la partie CSC et BCSC . . . . .	204
4.10	Paramètres calibrés . . . . .	209
5.1	Profil de la valeur tutélaire du carbone (dollars) . . . . .	221
5.2	Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage) . . . . .	223
5.3	Résultats section 5.1.1 . . . . .	224
5.4	Variation de la consommation et de l'utilité inter-temporelle en pourcentage par rapport à la situation de référence . . . . .	228
5.5	Variation de bien-être en pourcentage par rapport à la situation de référence . . . . .	229
5.6	Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage) . . . . .	231
5.7	Résultats section 5.1.2 . . . . .	232
5.8	Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage) . . . . .	238
5.9	Résultats-comparaison taxe carbone et taxe fossile . . . . .	239
5.10	Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage) . . . . .	244
5.11	Efficacité-économique de S3', S4' et S8 . . . . .	244
5.12	Résultats section 5.2.1 . . . . .	254
5.13	Part des émissions capturées grâce à la CSC en 2050 (en pourcentage) . . . . .	255
5.14	Résultats CCE-Facteur 4 . . . . .	256
5.15	Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage) . . . . .	259
5.16	Résultats section 5.2.2 . . . . .	260

# Introduction générale

Le contexte de croissance effrénée de la demande mondiale d'énergie et de pression environnementale pour lutter contre le réchauffement climatique, nous conduit à étudier une des technologies envisagées pour réduire les émissions de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) : la capture et le stockage géologique du carbone.

Cette technologie est désignée par l'acronyme CSC.<sup>1</sup> Elle permet de capturer les émissions de  $\text{CO}_2$  issues d'industries polluantes telles que les centrales électriques, les aciéries et les cimenteries avant qu'elles ne soient relâchées dans l'atmosphère. Ce  $\text{CO}_2$  est ensuite compressé et transporté par gazoducs ou dans des citernes jusqu'à un site de stockage. Le stockage consiste à injecter, de manière permanente, le  $\text{CO}_2$  dans des formations géologiques profondes (anciens gisements de pétrole et de gaz, veines de charbon inexploitable, formations salines).

Cette technologie peut également s'appliquer aux industries utilisant de la biomasse (production d'électricité, d'hydrogène, de chaleur, de biocarburants). C'est sur ce dernier point que nous axons nos recherches.

L'objectif de cette introduction est de décrire le contexte général de la thèse, de définir la problématique et d'en détailler la structure.

---

<sup>1</sup>L'acronyme CCS est utilisé en anglais pour Carbon Capture and Storage.

## Le contexte énergétique et climatique

### – *Le bilan énergétique mondial*

La production mondiale d'énergie primaire est estimée par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)<sup>2</sup> et l'Organisation de Coopération et de Développement Economique (OCDE) à 12,2 milliards de tep<sup>3</sup> en 2008, (IEA, 2010a). Cette production augmente de 1,8% par an en moyenne depuis 1990 et elle a plus que doublé depuis 1973, date de la première crise pétrolière (5,6 milliards de tep).

Cette énergie est produite pour 33% sous forme de pétrole, pour 27% sous forme de charbon, pour 21% par le gaz naturel, pour 10% par la biomasse et les déchets, pour 6% par le nucléaire, pour 2% par l'hydraulique et seulement pour 0,6% pour les autres sources renouvelables (géothermie, solaire, éolien). Selon le scénario de référence pour l'approvisionnement de l'énergie primaire de l'AIE (2010a), la production mondiale devrait atteindre 17 milliards de tep en 2030.

Les principales régions productrices d'énergie primaire en 2008 sont, dans l'ordre, les Etats-Unis (2,2 milliards de tep), la Chine (2,1 milliards de tep), l'Union européenne (1,7 milliards de tep), l'Asie<sup>4</sup> (1,4 milliards de tep), l'ex URSS (1 milliard de tep) et le Moyen-Orient (0,6 milliard de tep). Les continents de l'Afrique et de l'Amérique Latine comptent pour environ 0,5 milliard de tep chacun (IEA, 2010b).

La consommation finale mondiale d'énergie s'élève à 8,4 milliards de tep en 2008<sup>5</sup>. Les énergies fossiles (pétrole, charbon et gaz) représentent 67% de la consommation totale. Cette demande mondiale d'énergie primaire augmentera de 40% sur la période 2007-2030 (IEA, 2010a). Les combustibles fossiles restent les sources d'énergie primaire prépondé-

---

<sup>2</sup>L'acronyme IEA pour International Energy Agency est également utilisé dans cette thèse.

<sup>3</sup>La tonne équivalant pétrole (tep) est l'unité unique utilisée pour mesurer les productions et les consommations d'énergie. Toutes les énergies sont converties en tep en fonction de leur pouvoir calorifique inférieur.

<sup>4</sup>La Chine n'est pas prise en compte.

<sup>5</sup>La consommation finale d'énergie est environ 30% moins importante que la production à cause des pertes, notamment dans les centrales électriques, dans la transformation du charbon, dans les raffineries de pétrole, lors de la distribution, etc.

rantes dans le monde. Ils représentent les trois quarts de l'augmentation de la consommation énergétique entre 2007 et 2030. La part du charbon croît fortement. Le principal moteur de la demande de charbon est l'augmentation des besoins énergétiques pour produire de l'électricité (soit un taux de croissance de 2,5% par an). Cette croissance intervient à plus de 80% dans les pays en développement dont la Chine principalement.

Les réserves de charbon, contrairement aux réserves de pétrole et de gaz naturel, sont très conséquentes. Les réserves prouvées et exploitables sont estimées à environ 650 millions de tep. Cela représente environ deux siècles au rythme actuel de consommation (Merlin, 2008).

Ce premier bilan énergétique montre que, même si la part des énergies renouvelables doit augmenter pour répondre à l'accroissement de la demande, les énergies fossiles ont une place toujours dominante dans le mix énergétique de 2030. La technologie CSC a donc un rôle important à jouer en tant que technologie de dépollution.

Outre le fait que toutes les pollutions ne sont pas d'origine énergétique, il est aujourd'hui avéré que l'utilisation massive et croissante d'énergies fossiles depuis plus d'un siècle engendre d'importants rejets de gaz à effet de serre. Ces derniers accroissent l'effet de serre, facteur du réchauffement de l'atmosphère.

– *Le changement climatique anthropique*

Les effets du changement climatique sont observables. Ils se traduisent conjointement par une augmentation des températures moyennes de l'atmosphère et des océans, par une élévation du niveau moyen de la mer ainsi que par une fonte des glaces. Selon le quatrième rapport d'évaluation du Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'Evolution du Climat<sup>6</sup> (GIEC, 2007) les onze années de la période 1995-2006 figurent parmi les plus chaudes depuis

---

<sup>6</sup>Le GIEC a pour fonction d'évaluer des données scientifiques disponibles sur l'évolution du climat, d'apprécier les conséquences environnementales, sociales et économiques et de formuler des recommandations de prévention et d'adaptation. Les rapports publiés servent de base scientifique pour les négociations internationales.

1850.<sup>7</sup> Cette même étude évalue une tendance linéaire du réchauffement entre 1906 et 2005, de l'ordre de +0,74°C en moyenne.

Sur l'ensemble de la planète le niveau moyen de la mer s'est élevé de 1,8 mm par an, en moyenne, entre 1961 et 2003 et d'environ 3,1 mm par an, en moyenne, de 1993 à 2003. L'étendue moyenne des glaces dans l'océan Arctique a diminué de 2,7% par décennie depuis 1978. De plus, les glaciers et la couverture neigeuse occupent une place de moins en moins importante dans les deux hémisphères.

Les causes de l'évolution du climat sont en partie anthropiques. Les activités humaines ont toujours eu une influence sur l'environnement. Cependant, cette influence s'est largement accrue depuis le XVIII<sup>ème</sup> siècle avec la révolution industrielle. La combustion d'énergies fossiles, le recours intensif à l'agriculture et le changement d'affectation des sols ont contribué à augmenter les émissions de gaz à effet de serre ainsi que les aérosols<sup>8</sup>.

Le GIEC (2007) estime que l'augmentation de l'effet de serre depuis le début de l'ère industrielle est due pour 77% au CO<sub>2</sub>, pour 14% au méthane (CH<sub>4</sub>) pour 8% au protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) et pour 1% aux composés halogénés du carbone.

Lorsque ces émissions de GES deviennent supérieures au processus d'absorption terrestre naturel (océans, biosphère) les concentrations de GES agissent négativement sur le forçage radiatif du climat et sur les températures.

Les flux d'émissions mondiaux de GES ont augmenté de 70% sur la période 1970-2004. Notamment, les rejets annuels de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), gaz à effet de serre anthropique le plus important, ont augmenté de 80% sur cette même période.

Ainsi, les concentrations de GES se sont considérablement accrues depuis 1750. Celle du dioxyde de carbone est passée de 280 ppm<sup>9</sup> à l'époque préindustrielle à 379 ppm en

---

<sup>7</sup>1850 est l'année de référence pour le calcul des températures à la surface de la terre.

<sup>8</sup>Les aérosols sont des particules solides ou liquides en suspension dans l'air. Ils peuvent être d'origine naturelle ou humaine (anthropique). Ils peuvent influencer sur le climat de diverses façons : directement, par diffusion ou absorption du rayonnement, et indirectement, en agissant comme des noyaux de condensation pour la formation de nuages ou en modifiant les propriétés optiques et la durée de vie des nuages (GIEC, 2007).

<sup>9</sup>parties par million

2005 avec un accroissement annuel important ces dix dernières années (1,9 ppm par an en moyenne) (GIEC, 2007). Ces rythmes rapides de croissance de la concentration en GES sont liés à l'industrialisation et l'augmentation de la consommation d'énergie fossile. C'est donc bien l'action de l'homme qui est à l'origine de l'accentuation de l'effet de serre et donc du réchauffement climatique.

Les émissions mondiales de GES continueront de croître au cours des prochaines décennies (de 25% à 90%). Les émissions de CO<sub>2</sub> augmenteront de 40% à 110% au cours de cette période (GIEC, 2007). Selon l'AIE (2009), les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie sont passées de 20,9 Gt en 1990 à 28,8 Gt en 2007 et elles atteindraient 40,2 Gt en 2030 et 62 Gt en 2050.

Une réduction progressive des GES est nécessaire. Le réchauffement anthropique pourrait avoir des conséquences brutales et irréversibles (extinction de certaines espèces, risques sanitaires, accroissement de phénomènes climatiques extrêmes, migration des populations, etc.).

Cette faible réversibilité combinée à une dimension temporelle de long terme à l'échelle des temps humains et économiques requiert des stratégies d'actions à plus d'un siècle. L'intervalle de temps entre le moment où une action est engagée, où son coût est supporté et le moment où elle porte ses fruits est poussé à l'extrême.

Le problème intergénérationnel qui se pose ici fait, en partie, appel au calcul économique. La question que les économistes se posent est : quand doit-on agir ? Pour répondre à cette question il est nécessaire de chiffrer les dommages et les coûts de dépollution.

L'analyse coûts-avantages repose donc sur la comparaison des coûts subis aujourd'hui (la réduction des émissions de GES) avec les avantages qui ne se manifesteront que dans le futur (l'utilité que les générations futures retireront d'une meilleure qualité du climat). Cette analyse se heurte à de nombreuses incertitudes notamment sur l'évaluation des dommages. L'arbitrage se fera entre agir immédiatement ou attendre.

Reporter l'action permet de ne pas supporter le coût immédiat de la prévention mais

de le transférer dans le futur avec comme risque de faire subir aux générations futures le coût de notre inaction. Agir plus tôt permet d'éviter de réaliser des ajustements très sévères au cas où la gravité des risques climatiques se confirmerait (CAE, 1998). Le rapport Stern (2006) révèle qu'un investissement de 1% du PIB mondial par an dans la réduction des émissions de GES dès aujourd'hui permettrait d'éviter une perte économique comprise entre 5% et 20% du PIB mondial par an.

Dans une perspective de développement durable, la génération actuelle peut difficilement s'attribuer le droit de ne pas agir au risque de mettre "au pied du mur" les générations futures. De plus, un engagement immédiat dans la lutte contre le réchauffement climatique permet de donner un signal décisif dans les choix d'orientation des changements technologiques.

La communauté internationale n'est pas restée en retrait face à ce défi du changement climatique. Elle affiche une volonté de stabilisation des concentrations atmosphériques de GES. Le caractère planétaire du phénomène impose une coordination au niveau international. Cela est difficile à établir compte tenu des divergences économiques et démographiques qui caractérisent les pays ainsi que les controverses autour du partage des responsabilités.

– *Les actions mises en œuvre*

C'est au vu de ces perspectives climatiques que la convention-cadre des Nations Unies a été signée en 1992 par 150 États auxquels s'ajoutent ceux de la Communauté européenne au sommet de la Terre, tenu à Rio de Janeiro. Elle est entrée en vigueur le 21 mars 1994. L'objectif de la convention est de stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau empêchant toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique :

*“The ultimate objective of this Convention and any related legal instruments that the Conference of the Parties may adopt is to achieve, in accordance with the relevant provisions of the Convention, stabilization of greenhouse gas concentrations in the atmosphere*

*at a level that would prevent dangerous anthropogenic interference with the climate system. Such a level should be achieved within a time frame sufficient to allow ecosystems to adapt naturally to climate change, to ensure that food production is not threatened and to enable economic development to proceed in a sustainable manner”* (article 2, UN, 1992).

La Conférence des parties est devenue le principal organe décisionnel de la convention.

En décembre 1997, le protocole de Kyoto a été adopté. Il est entré en vigueur en février 2005. Le protocole est un accord juridiquement contraignant aux termes desquels les pays industrialisés (pays dits de l'annexe 1) doivent diminuer leurs émissions de gaz à effet de serre de 5,2% par rapport à 1990 et cela d'ici 2012. Pour faciliter la réalisation des objectifs, le protocole de Kyoto prévoit des mécanismes dits "de flexibilité" en complément des politiques environnementales instaurées au sein des pays. Ces mécanismes sont le marché européen des permis d'émissions (ETS), la mise en œuvre conjointe (MOC) et les mécanismes de développement propre (MDP).

L'Union européenne (UE) s'est engagée, dans le cadre des accords de Kyoto, à une réduction de 8% de ses émissions pour la période 2008-2012. En 2008, elle adopte également le paquet "climat-énergie" visant à mettre en œuvre une politique énergétique commune durable. L'objectif du paquet "climat-énergie" est d'introduire 20% d'énergie d'origine renouvelable dans le mix énergétique, de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 20% (base 1990) et d'accroître l'efficacité énergétique de 20%, d'ici 2020.

L'année 2009 a été marquée par le sommet de Copenhague chargé de définir "l'après Kyoto", le régime post-2012 de la lutte internationale contre le changement climatique. Le sommet a conduit à de nombreuses déceptions. Aucune coordination concernant les objectifs chiffrés de réduction des émissions pour l'ensemble des pays n'a abouti. Les cibles de réduction des GES et d'intensité énergétique pour 2020 proposées par les pays sont très disparates et les années de référence variées. L'Union européenne s'engage à réduire ses émissions de GES de 20%-30% par rapport à 1990. Les Etats-Unis ont annoncé un objectif de 17% de réduction, mais par référence à l'année 2005, ce qui correspond à une baisse de

seulement 4% par rapport à 1990. La Chine pour sa part, s'attache à réduire son intensité CO<sub>2</sub><sup>10</sup> de 40% d'ici 2020. De plus, le sommet n'a traité ni du devenir du marché des permis ni des autres mécanismes de flexibilité. Au delà des déceptions engendrées, l'accord de Copenhague a tout de même conduit à une avancée importante. C'est l'implication dans la lutte contre le changement climatique non seulement des deux principaux émetteurs de GES que sont la Chine et les Etats-Unis mais aussi des pays émergents (Afrique du Sud, Inde, Brésil).

Sur le plan scientifique, le quatrième rapport du GIEC en 2007 établit une prévision d'un réchauffement pouvant aller de 1,1 à 6,4°C d'ici 2100. Il conclut que 50% à 80% des émissions devraient être réduites d'ici 2050 par rapport au niveau de 2000 pour limiter l'augmentation des températures à 2°C-2,4°C. Le tableau suivant (1), tiré du rapport du GIEC (2007), fait le lien entre la quantité d'émissions qu'il faut réduire, la concentration atmosphérique et l'augmentation des températures.

TAB. 1 – Relation entre flux d'émissions et changement climatique (GIEC, 2007)

Augmentation des températures (°C)	Concentration atmosphérique en GHG (ppm CO <sub>2</sub> équivalent)	Concentration atmosphérique en CO <sub>2</sub> (ppm CO <sub>2</sub> )	Réduction des émissions de CO <sub>2</sub> d'ici 2050
2,0-2,4	445-490	350-400	-85 -50
2,4-2,8	490-535	400-440	-50 -30
2,8-3,2	535-590	440-485	-30 +5
3,2-4	590-710	485-570	+5 +60

Note : La réduction des émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2050 est par rapport à 2000

S'appuyant sur les recommandations scientifiques du GIEC, la France s'est fixé des objectifs environnementaux de long terme, allant bien au-delà de l'horizon du protocole de Kyoto. C'est ainsi qu'en 2003 elle affiche la volonté de réduire ses émissions de GES par quatre d'ici 2050 par rapport à celles de l'année 1990. Le Facteur 4 s'inscrit dans l'objectif global de limiter l'augmentation des températures en dessous du seuil de 2°C :

<sup>10</sup>L'intensité en CO<sub>2</sub> d'une économie est mesurée comme le rapport entre ses émissions et son PIB.

*"Pour stabiliser à 450 ppm, il faut avoir réduit les émissions annuelles en 2050 à 4 Giga tonnes de carbone, soit, pour une population actuelle de 6,5 milliards d'habitants, 0,6 tonne de carbone par habitant et par an. La France, avec 61 millions d'habitants, aurait droit, pour une répartition proportionnelle au nombre d'habitants, à 38 millions de tonnes de carbone, c'est-à-dire une division par quatre par rapport à ses émissions actuelles (140 MtC)"* (Rapport de Boissieu, 2006).

Le Grenelle de l'environnement, initié en 2007 par le Président de la République, a pour objectif de réunir pour la première fois l'Etat et les représentants de la société civile pour accompagner la France vers une croissance verte et durable. Six grands chantiers sont ainsi entrepris, ils concernent : l'amélioration énergétique et la réduction des émissions de GES dans les secteurs de l'énergie ; du bâtiment ; et des transports ; la préservation de la biodiversité et du milieu naturel ; la gouvernance environnementale et la gestion des risques environnementaux et sanitaires. Deux lois "Grenelle I" et "Grenelle II" sont promulguées respectivement en 2009 et 2010. Elles sont les mises en application des engagements pris par le Grenelle de l'environnement.

Pour limiter les émissions de GES, plusieurs solutions techniques sont envisagées par le Grenelle de l'environnement et la communauté internationale : la réduction des consommations d'énergie obtenue par une modification de nos comportements de consommation et/ou par des engagements dans certains domaines industriels ainsi que l'amélioration des procédés énergétiques. Une deuxième solution consiste à utiliser des sources d'énergies faiblement émettrices de CO<sub>2</sub>, voire neutre en CO<sub>2</sub>. Des substitutions entre énergies fossiles et énergies renouvelables et énergies non émettrices de CO<sub>2</sub> (nucléaire) peuvent avoir lieu. La troisième possibilité que nous étudions est celle de l'application de la CSC aux ressources fossiles et aux ressources biomasses avec stockage en zones géologiques profondes.

## La problématique et les objectifs

La CSC à partir d'énergie fossile est une technique prometteuse pour lutter contre le

réchauffement climatique (GIEC, 2005). Pour maintenir l'augmentation des températures au-dessous du seuil de 2°C, l'AIE construit un scénario où les émissions de CO<sub>2</sub> doivent être réduites de 50% en 2050 par rapport à leur niveau de 2005 (scénario appelé "Blue"). Ce scénario suppose une incitation de 200 \$/tCO<sub>2</sub>. Il montre que 19% des réductions d'émissions proviennent de l'application de la CSC aux secteurs de l'électricité, de l'industrie et de la transformation de carburants (IEA, 2008). Ainsi, la CSC vient compléter l'éventail des solutions de réduction des émissions. Son développement faciliterait la transition de nos sociétés carbonées vers un monde économe en carbone caractérisé par l'utilisation intensive des énergies renouvelables.

En revanche, il est important de noter que le bilan carbone d'un tel procédé sera toujours à l'origine d'émissions nettes de CO<sub>2</sub> pour deux raisons. D'une part, il n'est techniquement pas possible de capturer la totalité des émissions et, d'autre part, la chaîne CSC, elle-même, est gourmande en énergie, ce qui accroît les émissions.

Dans cette thèse, nous étudions également une variante de la CSC dans laquelle le CO<sub>2</sub> capturé provient de la combustion/transformation de biomasse et non de combustibles fossiles. Nous utilisons l'acronyme BCSC pour qualifier ce procédé.

A l'heure actuelle, cette technique n'a encore été que très peu exploitée alors qu'elle peut s'appliquer aux secteurs industriels suivants : l'industrie papetière, le secteur de l'électricité, la production de chaleur et d'hydrogène et le secteur des biocarburants. Le principal avantage de ce nouveau procédé est son impact environnemental. En effet, le bilan carbone semble meilleur que celui des autres techniques de réduction des émissions car ce procédé pourrait créer un puits de carbone artificiel. Lorsque la biomasse est cultivée de manière soutenable elle absorbe du CO<sub>2</sub> présent dans l'atmosphère par photosynthèse. Lors de sa transformation ou combustion, elle libère à nouveau du CO<sub>2</sub>. Or si ce même CO<sub>2</sub> est capturé et stocké définitivement alors tout laisse à penser que le bilan carbone de la filière sera négatif.<sup>11</sup> La combustion de biomasse n'est donc pas polluante car elle respecte le cycle

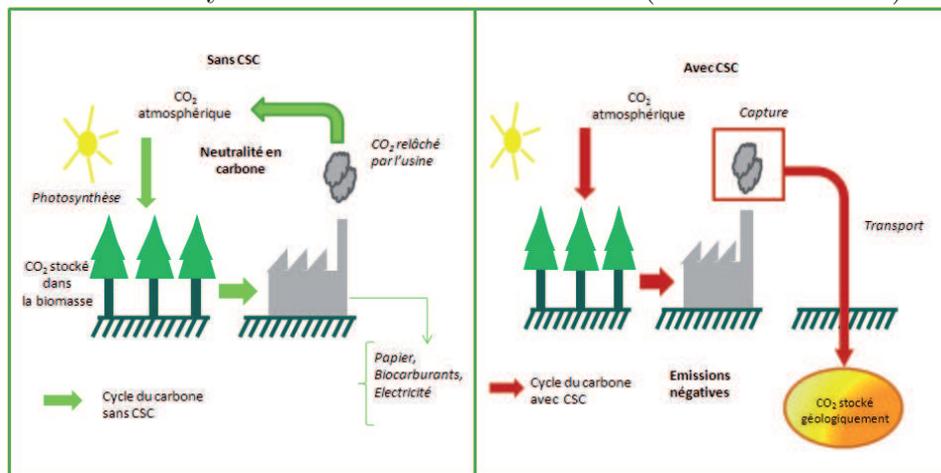
---

<sup>11</sup>Il est important de mentionner que si la biomasse est recueillie à un rythme insoutenable (c'est-à-dire

naturel du carbone. Néanmoins, la biomasse a un contenu en carbone important. Quand elle brûle elle émet plus de  $\text{CO}_2$  par unité d'énergie que le charbon (IEA, 2008). En théorie, l'application de la CSC à la biomasse, c'est-à-dire la capture des émissions "vertes" et leur stockage permanent dans les formations géologiques permettrait d'épurer l'atmosphère (Cf. schéma explicatif 1).

Selon Rhodes et Keith (2002), ce procédé a deux avantages. D'une part, il permet d'obtenir un substitut énergétique non polluant aux énergies fossiles et, d'autre part, il épure l'atmosphère par la même occasion : "plus d'énergie, moins de carbone".

FIG. 1 – Cycle du carbone de la biomasse (avec et sans CSC)



La première question que nous nous posons est de déterminer dans quelles conditions la BCSC peut engendrer des émissions négatives. Il est notamment nécessaire de quantifier les coûts de ce procédé et d'étudier la rentabilité économique d'un projet BCSC.

Selon certaines études empiriques, le développement de la BCSC pourrait jouer un rôle important dans le mix énergétique futur. De plus, elle permettrait de minimiser le coût de réduction des émissions (Azar *et al.*, 2006, 2010 ; Luckow *et al.*, 2010 ; van Vuuren *et al.*, plus vite qu'elle ne peut repousser annuellement) alors les émissions nettes de  $\text{CO}_2$  pourraient ne pas être négatives.

2007).

Ainsi, il est intéressant d'estimer le potentiel de développement de la BCSC. A notre connaissance, il n'existe pas d'analyse sur le déploiement régional de cette technologie. Nous pouvons supposer que certains pays relativement bien dotés en biomasse et en zones de stockage pourraient atteindre des objectifs environnementaux ambitieux grâce à ce nouveau procédé.

Cependant, la plupart des installations biomasse dans la production d'électricité et de chaleur sont souvent de petites et moyennes sources d'émissions dont le coût d'application de la CSC reste conséquent (GIEC, 2005).

Ainsi une vaste application de la BCSC nécessite la présence d'une politique stricte concernant les rejets de CO<sub>2</sub> et la mise en place d'incitations économiques. L'étude de l'AIE (2008) montre que la CSC pourrait être développée seulement si une incitation au moins égale à 50 US\$/tCO<sub>2</sub> d'ici 2020 est disponible.

La question est de savoir quel instrument de politique environnementale il faut mettre en œuvre pour induire un développement rapide de cette technologie. Dès lors que nous nous intéressons à une technologie de dépollution (la CSC) qui s'applique à une source non polluante (la biomasse) et qui engendre non pas une réduction d'émissions mais des émissions négatives, nous sommes confrontés à un choix limité en termes d'instruments économiques.

En effet, si un gouvernement conduit une politique de taxation des émissions de carbone, des substitutions entre énergie fossile et énergie non-fossile vont avoir lieu et les technologies de dépollution en bout de chaîne disponibles vont se développer. A titre d'exemple, certaines centrales à charbon peuvent s'équiper d'une technologie de CSC si le coût marginal de la CSC est inférieur ou égal au taux de la taxe. En revanche, une installation qui produit à partir de biomasse n'est pas considérée comme émettrice nette de carbone. La taxe sur les émissions ne s'applique donc plus et la BCSC ne peut pas se développer.

De plus, la possibilité de capturer les émissions issues de la biomasse n'a aucunement été

envisagée par les instances européennes et internationales. A l'heure actuelle, un industriel n'a donc aucun intérêt à appliquer une chaîne CSC à son installation biomasse.

Or nous pensons qu'une tonne de CO<sub>2</sub> évitée grâce à la CSC devrait être valorisée quelle qu'en soit l'origine.

Les questions que nous nous posons deviennent alors : existe-t-il un instrument unique capable de développer la CSC à partir de biomasse et d'énergie fossile ? Cet instrument est-il économiquement efficace ?

Dans un cadre macroéconomique plus général, nous nous interrogeons également sur les impacts quantitatifs de ces instruments concernant la réduction des émissions et l'économie dans son ensemble. Il nous semble important d'arriver à modéliser les liens entre économie, développement des technologies de CSC et environnement. Peut-on analyser les réactions de la demande d'énergie et de CSC consécutivement à une modification de la politique environnementale ? La modélisation permet-elle de prendre en compte l'ensemble des rétroactions possibles sur les marchés ?

L'objectif de cette thèse est tout d'abord, d'apporter des éléments nouveaux sur le potentiel environnemental et économique de cette technologie à une échelle globale et régionale. Ensuite, de s'interroger sur les instruments de politique économique à mettre en œuvre pour aider ces technologies à se développer. Enfin, de quantifier l'impact de ces mesures grâce à un modèle d'équilibre général.

## La structure de la thèse

### *Première Partie : L'analyse du potentiel économique et environnemental de la BCSC*

Cette première partie a pour ambition d'analyser le potentiel économique et environnemental de la technologie de BCSC. Tout d'abord, la viabilité économique de la BCSC dans le secteur des biocarburants est étudiée. Le potentiel global et régional de la technologie dans le secteur de l'électricité est ensuite déterminé. Enfin, les incitations à mettre en place pour assurer son développement sont mises en évidence.

*Chapitre 1 : L'évaluation économique et environnementale de la filière éthanol-CSC*

Plusieurs études empiriques mettent en exergue l'avantage en termes de coûts de l'application de la CSC à la production d'éthanol par rapport aux ressources fossiles (Möllersten *et al.*, 2003 ; Lindfeldt 2008, 2009). Les émissions de CO<sub>2</sub> sont capturées lors de la fermentation des sucres extraits des plantes sucrières (betterave, canne à sucre) ou amylacées (blé). Le flux de CO<sub>2</sub> libéré lors de cette étape est très pur, le procédé de capture qui consiste à séparer le CO<sub>2</sub> des autres impuretés présentes dans le flux n'est donc pas nécessaire. Cela limite considérablement le coût de la chaîne CSC. Les études mentionnées se sont focalisées sur l'éthanol de canne à sucre capable de réduire de manière très significative les émissions de GES. La canne à sucre est principalement produite au Brésil tandis que l'Europe et la France ont essentiellement recours à la betterave sucrière. A notre connaissance, aucune étude n'a méthodiquement effectué un bilan environnemental complet de la chaîne éthanol-CSC.

L'objectif du premier chapitre est de conduire une analyse économique et environnementale de la CSC appliquée à la production d'éthanol de betterave pour des sucreries distilleries de la Région Centre en France. Cette région agricole a le privilège de disposer de grandes capacités de stockage en aquifère salin.<sup>12</sup>

La première partie de l'étude teste, grâce à un bilan carbone-énergétique sur l'ensemble de la chaîne CSC, l'hypothèse selon laquelle l'application de cette technologie à des ressources biomasse permet bien d'épurer l'atmosphère. Les coûts de la technologie par tonne de CO<sub>2</sub> évitée sont également évalués.

Dans la deuxième partie de l'étude, la rentabilité socio-économique du projet est étudiée. Pour comparer les bénéfices et les coûts, l'approche méthodologique retenue est le calcul de la valeur actualisée nette.

---

<sup>12</sup>On appelle aquifère une formation géologique perméable qui contient de l'eau. Les aquifères les plus superficiels contiennent de l'eau douce utilisée pour l'alimentation en eau potable. Les aquifères plus profonds contiennent de l'eau salée totalement impropre à la consommation humaine. On les appelle aquifères salins profonds.

*Chapitre 2 : Le rôle global et régional de la BCSC : une application à la production d'électricité*

L'application de la CSC aux secteurs des bioénergies a donné lieu à plusieurs exercices de modélisation intégrée pour déterminer son potentiel économique (Azar *et al.*, 2006, 2010; Luckow *et al.*, 2010; van Vuuren *et al.*, 2007). Ces modèles d'optimisation énergétique montrent que la BCSC permet d'atteindre, à moindre coût, des objectifs de stabilisation de la concentration atmosphérique en CO<sub>2</sub> très ambitieux. Ces études évaluent le rôle global (mondial) de la CSC dans le mix énergétique futur mais ne considèrent pas les disparités régionales en termes de ressources en biomasse, de capacités de stockage et d'objectifs de réduction des émissions. Nous souhaitons palier ce manque dans le deuxième chapitre avec une étude régionale du développement de la CSC et de la BCSC dans le secteur de l'électricité. En effet, l'Agence Internationale de l'Energie prédit une très large utilisation de la CSC dans ce secteur (IEA, 2008).

Après avoir passé en revue les résultats de la littérature, nous introduisons la technologie de BCSC dans un modèle d'équilibre partiel de type *bottom-up*<sup>13</sup> (TIAM-FR). La structure *bottom-up* permet de rendre compte des changements structurels en faisant apparaître des nouvelles technologies telles que la CSC. Ce modèle d'équilibre partiel est un modèle d'optimisation : il minimise le coût total actualisé de l'ensemble du système énergétique sous la contrainte environnementale fixée de façon exogène par le modélisateur. L'analyse régionale est possible grâce à la décomposition du modèle en quinze régions. Pour chaque région, le modèle retranscrit de manière détaillée le fonctionnement du système énergétique, de l'extraction des ressources primaires jusqu'à la consommation finale. Les scénarios de politique environnementale étudiés sont basés sur les engagements pris par les pays depuis le sommet de Copenhague.

L'étude consiste donc à évaluer les effets de ces engagements sur l'évolution du mix électrique et sur le développement des technologies de CSC et de BCSC.

---

<sup>13</sup>Les modèles *bottom-up* sont des modèles dans lequel l'information remonte, c'est-à-dire passe du niveau le plus désagrégé au niveau le plus agrégé.

*Chapitre 3 : Les instruments nécessaires à l'adoption des technologies de CSC et de BCSC*

Le troisième chapitre est consacré à l'analyse qualitative des instruments de politique environnementale capables de développer spécifiquement la CSC et la BCSC. Ces instruments sont également comparés en fonction des critères d'efficacité-économique et environnementale. Il existe deux catégories d'instruments de politique environnementale pour inciter les pollueurs à adopter des comportements moins polluants : les instruments réglementaires et les instruments économiques.

Les instruments réglementaires visent à contraindre les comportements des pollueurs sous peine de sanction. Ce sont les normes d'émissions et les normes de procédés (techniques).

Les instruments économiques, quant à eux, aspirent à modifier l'environnement économique du producteur via des signaux prix pour l'inciter de lui-même à adopter des comportements moins polluants. Ce sont les taxes, les subventions et les marchés des droits à polluer.

L'utilisation de ces instruments économiques doit permettre la réduction des émissions à moindre coût, c'est donc en cela qu'ils sont préférés aux instruments réglementaires.

Après avoir conduit une revue de la littérature sur les outils de l'économie de l'environnement, nous mettons en évidence les limites de certains instruments traditionnels à inciter au développement de la BCSC.

L'étude évalue également la façon dont la BCSC peut s'intégrer dans les mécanismes existants du protocole de Kyoto. Le système européen des permis négociable<sup>14</sup> est considéré, par la Commission européenne, comme le principal instrument d'incitation au déploiement de la CSC dans l'Union européenne. Pour autant, la BCSC n'apparaît pas dans la nouvelle directive relative au fonctionnement de ce système. Ainsi, nous formulons quelques recommandations pour faciliter son intégration.

---

<sup>14</sup>Il est désigné par l'acronyme ETS en anglais pour European Trading Scheme.

*Deuxième Partie : La modélisation de la CSC et de la BCSC et l'évaluation des politiques environnementales*

Dans cette deuxième partie, un modèle d'équilibre général est construit afin d'évaluer les politiques environnementales. Nous présentons le modèle théorique et les bases de données utilisées, d'une part, et nous faisons des recommandations de politiques publiques grâce aux résultats quantitatifs, d'autre part.

*Chapitre 4 : La modélisation en équilibre général*

L'objectif du chapitre 4 est de construire un modèle d'équilibre général calculable (MEGC) qui inclut la CSC et la BCSC. Cet outil d'analyse permet de mesurer quantitativement l'impact de la mise en œuvre des instruments de politique environnementale étudiés dans le chapitre 3 sur le développement des technologies de CSC et sur plusieurs indicateurs économiques et environnementaux (bien-être, niveau d'émissions, PIB, etc.). Les MEGC sont particulièrement adaptés à l'étude des mesures fiscales. Ils permettent de capter les modifications dans les comportements des agents suite à des chocs de politiques environnementales. Ils adoptent la plupart du temps des perspectives de long terme, adaptées à la problématique du changement climatique.

La CSC à partir d'énergie fossile a fait l'objet de plusieurs études empiriques, notamment à travers des modèles complexes d'évaluation intégrée (Edmonds *et al.*, 2004; Edenhofer *et al.*, 2005; Azar *et al.*, 2006, 2010; Luckow *et al.*, 2010; McFarland et Herzog, 2006; Gerlagh, 2006; van Vuuren *et al.*, 2007; Nordhaus, 2008).<sup>15</sup> Ces modèles d'optimisation dynamique proposent des approches de premier rang et montrent que l'introduction de la technologie CSC permet de réduire le coût d'atténuation des émissions. Cependant, ces études ne permettent pas d'analyser les impacts des instruments sur le développement de la CSC et sur l'économie dans son ensemble. A notre connaissance, une seule étude, réalisée avec un MEGC, compare l'efficacité-économique de plusieurs instruments capables

<sup>15</sup>Les études d'Azar *et al.* (2006, 2010), Luckow *et al.* (2010) et van Vuuren *et al.* (2007) intègrent également la technologie de BCSC.

de promouvoir la CSC à partir d'énergie fossile : celle d'Otto et Reilly, 2008. Grâce à une approche de second rang, nous contribuons à cette littérature en introduisant la technologie de BCSC et une riche variété d'instruments dans un MEGC.

Ce chapitre présente le modèle théorique, les bases de données et la procédure de calibrage. Deux bases de données sont construites, l'une avec des données mondiales et l'autre avec des données françaises. Les simulations de politique environnementale font l'objet du dernier chapitre.

#### *Chapitre 5 : L'évaluation des politiques environnementales*

Dans le dernier chapitre, les impacts économiques et environnementaux d'une politique environnementale introduite au niveau international et au niveau français sont analysés.

Au niveau international, nous supposons qu'il existe une Autorité environnementale responsable de la gestion multilatérale des problèmes environnementaux. L'étude évalue les effets de la mise en œuvre d'une taxe carbone mondiale unique en se basant sur les scénarios du conseil d'analyse stratégique (CAS, 2009). Ensuite, plusieurs instruments de politique environnementale sont comparés selon le critère d'efficacité-économique. L'Autorité environnementale fixe un objectif de réduction des émissions de manière *ex ante*. L'analyse consiste donc à déterminer l'instrument capable d'atteindre cet objectif à moindre coût.

Au niveau français, la contribution climat-énergie (CCE) envisagée par le gouvernement dans le cadre du Grenelle de l'environnement est étudiée. L'objectif est de montrer si sa mise en œuvre permet à la France d'atteindre l'objectif Facteur 4 qu'elle s'est fixée. De plus, les instruments étudiés au niveau international sont intégrés dans la version française du modèle afin de comparer également leur efficacité-économique pour atteindre ce même Facteur 4.

## Bibliographie

Azar, C., Lindgren, K., Larson, E., & Möllersten, K. (2006). Carbon capture and storage from fossil fuels and biomass-costs and potential role in stabilizing the atmosphere, *Climatic Change*, vol. 74, n°1-3, pp. 47-49.

Azar, C., Lindgren, K., Obersteiner, M., Riahi, K., van Vuuren, D., Michel, K., *et al.* (2010). The feasibility of low CO<sub>2</sub> concentration targets and the role of bio-energy with carbon capture and storage (BECCS), *Climatic Change*, vol. 100, n°1, pp. 195-202.

CAE (Conseil d'Analyse Economique). (1998). *Fiscalité de l'environnement*, La documentation française, Paris.

CAS (Centre d'Analyse Stratégique). (2009). *La valeur tutélaire du carbone*, Rapport du groupe présidé par Alain Quinet, rapporteur général Luc Baumstark, La documentation française, Paris.

de Boissieu, C. (2006). *Rapport du groupe de travail "Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050"*, La documentation française, Paris.

Edenhofer, O., Bauer, N. & Kriegler, E. (2005). The impact of technological change on climate protection and welfare : insight from the model MIND, *Ecological Economics*, vol. 54, pp. 277-292.

Edmonds, J., Clarke, J., Dooley, J., Kim, S.H & Smith, S.J. (2004). Stabilization of CO<sub>2</sub> in a B2 world : insights on the roles of carbon capture and disposal, hydrogen, and transportation technologies, *Energy Economics*, vol. 26, pp. 517-537.

Gerlagh, R. (2006). ITC in a global growth-climate model with CCS : The value of induced technical change for climate stabilisation, *The Energy Journal*, Special issues, pp. 223-240.

GIEC. (2007). *Bilan 2007 des changements climatiques*, Contribution des groupes de travail I, II et III au quatrième rapport d'évaluation du GIEC, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

GIEC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Préparé par le groupe III du GIEC, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

IEA. (2010a). *Key World Energy Statistics*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2010b). *CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2009). *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2008). *CO<sub>2</sub> capture and storage : A Key Abatement Option*, IEA/OECD, Paris.

Lindfeldt, E., & Westermark, M. (2009). Biofuel production with CCS as a strategy for creating a CO<sub>2</sub>-neutral road transport sector, *Energy Procedia*, vol. 1, pp. 4111-4118.

Lindfeldt, E., & Westermark, M. (2008). System study of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) capture in bio-based motor fuel production, *Energy*, vol. 33, n°2, pp. 352-361.

Luckow, P., Wise, M., Dooley, J.J., & Kim, S. (2010). Large-scale utilization of biomass energy and carbon dioxide capture and storage in the transport and electricity sectors under stringent CO<sub>2</sub> concentration limit scenarios, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, pp. 865-877.

McFarland, J., & Herzog, H. (2006). Incorporating carbon capture and storage technologies in integrated assesment models, *Energy Economics*, vol. 28, pp. 632-652.

Merlin, P. (2008). *Energie et environnement*, La documentation française, Paris.

Möllersten, K., Yan, J., & 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*, vol. 25, n°3, pp. 273-285.

Otto, V., & Reilly, J. (2008). Directed technical change and the adoption of CO<sub>2</sub> abatement technology : The case of CO<sub>2</sub> capture and storage, *Energy Economics*, vol. 30, n°6, pp. 2879-2898.

Stern, N. (2006). *The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge.

United Nations Framework Convention on Climate Change (1992)

Article 2 FCCC/INFORMAL/84GE.05 - 62220(E)200705

van Vuuren, D., Den Elzen, M., Lucas, P., Eickhout, B., Strengers, B., Van Ruijven, B., *et al.* (2007). Stabilizing greenhouse gas concentrations at low levels : an assessment of reduction strategies and costs, *Climatic Change*, vol. 81, pp. 119-159.



## **Première partie**

# **L'analyse du potentiel économique et environnemental de la BCSC**



# Chapitre 1

## L'évaluation économique et environnementale de la filière éthanol-CSC

En 2007, la Commission européenne s'est fixé comme objectifs pour 2020 de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 20% par rapport à leur niveau de 1990, d'introduire 20% d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne et d'atteindre une part de 10% de biocarburants dans le secteur des transports.

Pour répondre à ces objectifs les Etats membres ont adopté, dès 2008, le paquet "climat-énergie" comprenant la directive relative à l'utilisation des énergies renouvelables (2009/28/CE). La contrainte d'incorporation de biocarburants a été révisée. La directive précise que 10% d'énergie renouvelable devraient être consommés dans le secteur des transports. Ce qui laisse une place au développement des véhicules électriques.

Cependant, à l'heure actuelle, les principaux substituts aux carburants fossiles sont les biocarburants. Ces dernières années, les biocarburants dits de première génération ont subi des attaques de toutes parts : bilans des émissions de gaz à effet de serre peu convaincants, menace de déforestation, impact sur la biodiversité, concurrence avec les cultures

alimentaires, augmentation des prix des céréales, etc.

Ce premier chapitre analyse la possibilité d'introduire une technologie de capture et de stockage du carbone (CSC) dans la production de biocarburants (BCSC) afin d'améliorer sensiblement leur bilan environnemental. Pour ce faire, une étude empirique sur l'application de la CSC à la production d'éthanol de betterave pour des sucreries distilleries de la Région Centre est conduite. L'objectif de cette étude est double. Dans un premier temps, nous cherchons à prouver l'intérêt environnemental de la BCSC grâce à un bilan carbone-énergétique et à évaluer les coûts de la technologie par tonne de CO<sub>2</sub> évitée sur l'ensemble de la chaîne CSC. Dans un second temps, nous analysons la rentabilité économique de ce projet. Cela consiste à évaluer de manière *ex ante* l'intérêt économique du projet. Pour que le projet soit jugé acceptable la valeur actualisée des bénéfices doit être supérieure à celle des coûts. La méthode utilisée pour comparer les bénéfices et les coûts est la valeur actualisée nette (VAN). La règle de décision appropriée consiste à adopter tout projet présentant une VAN positive.

Cette étude a été réalisée dans le cadre du projet Etat-région Artenay en collaboration avec le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) pour la partie géologique du stockage et avec le cabinet Geogreen pour la partie environnementale et l'analyse des coûts.

## 1.1 Revue de la littérature empirique sur l'application de la CSC au secteur des biocarburants

### 1.1.1 Eléments sur les biocarburants

#### Les filières de première génération

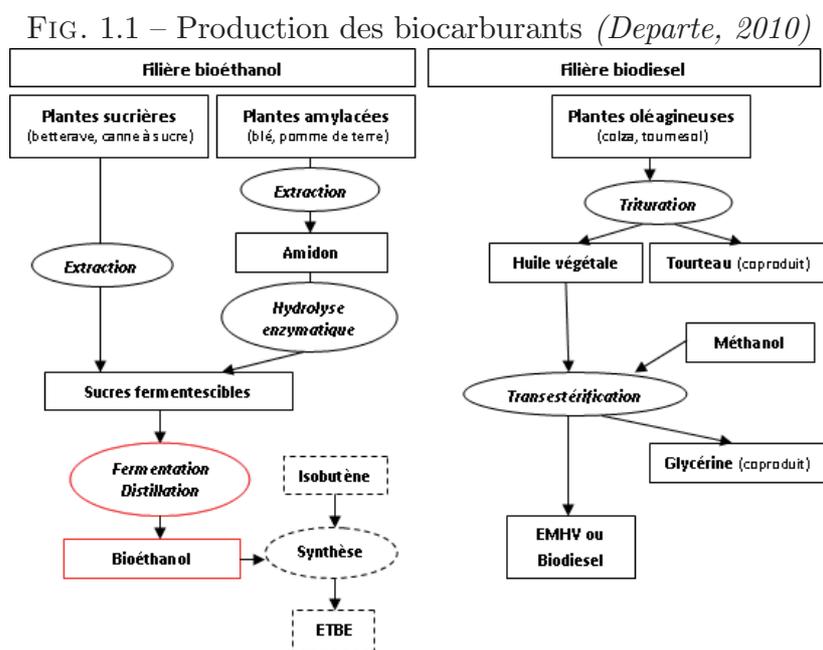
Les biocarburants de première génération sont issus de la biomasse agricole, principalement des cultures de maïs, de blé, de colza et de betterave. Actuellement, on distingue en France deux grandes filières de production de biocarburants, le bioéthanol et le biodiesel.

Le bioéthanol est un alcool qui peut être incorporé dans l'essence directement, ou sous forme d'ETBE (éthyl tertio butyl éther), composé oxygéné issu de la réaction entre 47% d'éthanol et de l'isobutène, coproduit d'origine pétrolière.

La filière du biodiesel est principalement développée sous forme d'EMHV (esters méthyliques d'huiles végétales). Ces esters sont fabriqués à partir d'une réaction entre l'huile végétale et le méthanol.

En France, la betterave et le blé sont les principales ressources agricoles utilisées pour la production d'éthanol. L'éthanol est obtenu par fermentation des sucres et de l'amidon de ces plantes. Les EMHV sont fabriqués en France essentiellement à partir d'huile de colza et de tournesol.

Le processus de production de ces deux filières est détaillé dans la figure 1.1.



Lors de l'étape de fermentation des sucres dans la production d'éthanol, de larges quantités de CO<sub>2</sub> sont émises. Ainsi, il est envisageable de capturer ce CO<sub>2</sub> puis de le

stocker dans des formations géologiques.

### **La politique de développement des biocarburants en France**

Depuis 1992, la France mène une politique de développement des biocarburants poursuivant trois objectifs principaux.

Le premier objectif est économique : les biocarburants peuvent assurer de nouveaux débouchés à l'agriculture européenne et développer de nouvelles filières agro-industrielles. En effet, la réforme de la PAC, en 1992, a largement contribué au développement de la filière biocarburants. Pour éviter la surproduction agricole, elle a décrété le gel des terres pour les grandes cultures. Des aides directes à la surface ont été mises en place sur ces terres en jachère pour la production non alimentaire. En 1999, environ 5,7 milliards d'hectares étaient en jachère en Europe (UE 15) et 17% étaient utilisés pour la production de biocarburants (Ballerini, 2006).

Le deuxième objectif est environnemental : le développement des biocarburants permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur des transports. En France, le secteur des transports est le premier émetteur de CO<sub>2</sub>. Il représente environ 25% des émissions totales sur lesquelles 90% sont imputables au seul transport routier.

Le troisième objectif est géopolitique : la France souhaite accroître son indépendance énergétique et diversifier ses sources d'approvisionnement. A l'heure actuelle le transport routier est dépendant à plus de 97% des importations de pétrole.

Le coût de production des biocarburants restant supérieur au coût du carburant fossile, même avec des niveaux de prix du baril de pétrole relativement élevés, le gouvernement français a mis en place deux instruments économiques pour promouvoir leur développement : la défiscalisation de la taxe intérieure de consommation (TIC) et la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP).

La défiscalisation, mise en place depuis 1992, est une exonération partielle de la TIC. Le montant d'exonération est fixé par la loi de finance pour 2009 jusqu'en 2011. Fixé à

35,06 € par hectolitre pour l'EMHV et 50,26 € par hectolitre pour le bioéthanol en 1997, il doit diminuer progressivement pour atteindre 8 € par hectolitre pour l'EMHV et 14 € par hectolitre pour le bioéthanol en 2011.

La loi de finance pour 2005 a créé un prélèvement supplémentaire : la TGAP sur les carburants d'origine fossile dont sont redevables les distributeurs qui les mettent à la consommation. Si le redevable peut justifier l'incorporation de biocarburants, il bénéficie d'une déduction de la taxe. Sinon, il devra payer la TGAP sur l'ensemble des carburants d'origine fossile qu'il met à la consommation. Le taux de la taxe est progressif. Il augmente avec le niveau d'incorporation exigé par la France jusqu'en 2020.<sup>1</sup>

### **L'impact environnemental des biocarburants**

La controverse autour des bilans de gaz à effet de serre et des consommations d'énergies non renouvelables des filières biocarburants est alimentée par de nombreuses études d'analyse de cycle de vie (ACV),<sup>2</sup> plus communément appelées "études du puits à la roue", aboutissant à des résultats divergents.

D'après le rapport de l'OCDE (2008), la contribution des biocarburants à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) dans le secteur des transports serait seulement comprise entre 0,5% et 0,8% d'ici 2015. La première étude faite en France par l'ADEME sur l'analyse de cycle de vie des biocarburants montre que les émissions de GES peuvent être réduites de 60% à 70%, selon les filières, par rapport aux carburants d'origine fossile (ADEME, 2002). Des études européennes plus récentes calculent des réductions moins importantes allant de 30% à 60% (JRC, 2007 ; OCDE, 2008).

L'objectif de ces ACV est de dresser un inventaire des consommations et des émissions de la filière complète de production et d'utilisation des biocarburants. Les sources de dispa-

---

<sup>1</sup>Le plan français d'incorporation des biocarburants va au-delà des objectifs de la Commission européenne (directive 2009/28/CE présentée dans l'introduction) soit 1,75% en 2006, 3,5% en 2007, 5,75% en 2008, 6,25% en 2009, 7% en 2010, 10% en 2015.

<sup>2</sup>L'analyse de cycle de vie est une méthode d'évaluation des impacts environnementaux d'un produit sur la totalité de son cycle de vie.

rité dans ces études relèvent de la méthode, d'une part, et des incertitudes sur les données, d'autre part.

Sur le plan méthodologique, la principale différence entre ces études a trait à la fabrication des différents coproduits. La fabrication de biocarburants conduit en effet à la production de coproduits de nature très distincte tels que la pulpe de betterave, les drèches de blé ou les tourteaux de colza valorisés sur le marché de l'alimentation animale. Les résultats des études varient. Certaines ignorent les coproduits. D'autres affectent les impacts des coproduits au prorata de leur masse, de leur contenu énergétique ou encore de leur valeur économique.

Par ailleurs, la valeur du gain en émissions de gaz à effet de serre et en consommation d'énergies non renouvelables dépend aussi des données utilisées. En particulier, les rejets de protoxyde d'azote ( $N_2O$ ) découlant des quantités d'engrais utilisés et de la qualité des sols sont difficiles à évaluer de manière précise.

Le bilan environnemental des biocarburants varie donc en fonction des études. L'article 17 de la directive 2009/28/CE fait référence aux critères de durabilité des biocarburants. En 2018, ces derniers devraient assurer une réduction des émissions de GES d'au moins 60% par rapport aux carburants fossiles. Cependant, la première génération de biocarburants ne permet pas de telles réductions. Ainsi, l'application d'une technologie de capture du  $CO_2$  dans leur production pourrait largement améliorer leur bilan environnemental.

Mathews (2008) montre que la capture du  $CO_2$  issu de la fermentation permettrait de créer du bioéthanol dont le contenu en carbone serait négatif. Cela redonnerait une image très respectueuse de l'environnement aux biocarburants de première génération.

Dans la sous-section suivante, la littérature autour de cette problématique est présentée.

### 1.1.2 L'application de la chaîne CSC au secteur des biocarburants

#### La chaîne CSC

La chaîne CSC se décompose en trois principales étapes qui sont la capture et la compression du dioxyde de carbone, son transport et son stockage dans des formations géologiques.

##### *La capture et la compression*

Le but du processus de capture est d'obtenir un flux concentré de CO<sub>2</sub> quasiment pur à haute pression. Il existe actuellement trois technologies capables de piéger le CO<sub>2</sub> issu des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel) et de la biomasse.

Tout d'abord, les procédés post-combustion absorbent le CO<sub>2</sub> des gaz produits par la combustion d'énergie primaire à l'aide de solvant liquide, en particulier les amines. Ces installations ont l'inconvénient d'être coûteuses, encombrantes et consommatrices de beaucoup d'énergie.

Ensuite, les procédés pré-combustion traitent le combustible primaire en amont avec de la vapeur d'eau et de l'air afin de produire un mélange composé essentiellement de monoxyde de carbone et d'hydrogène appelé gaz de synthèse. Le CO<sub>2</sub> est séparé de l'hydrogène, qui peut être revalorisé pour produire de l'énergie (électricité ou chaleur). Cette technologie est surtout employée dans les centrales à cycle combiné avec gazéification intégrée.

Enfin, les procédés en oxy-combustion utilisent de l'oxygène à la place de l'air au moment de la combustion de la matière primaire. L'objectif est de produire un gaz de combustion concentré en CO<sub>2</sub>. Ce dernier est séparé de la vapeur d'eau avec laquelle il est mélangé avant d'être compressé et transporté vers la zone de stockage.

La capture-compression du CO<sub>2</sub> est l'étape la plus coûteuse de la chaîne CSC. Elle représente environ 70% du coût total (GIEC, 2005). Une partie importante des coûts

induits par les technologies actuelles, notamment le procédé post-combustion, provient de leurs besoins énergétiques.

#### *Le transport*

Le CO<sub>2</sub> est le plus souvent transporté sous forme supercritique<sup>3</sup> par gazoducs (pipelines). Cette technologie est parvenue à maturité. 6200 km de pipelines transportent du CO<sub>2</sub> à travers les Etats-Unis et le Canada depuis 30 ans (IEA, 2009). Il peut aussi être transporté sous forme liquide dans des citernes isothermes par voie maritime, ferroviaire ou routière.

Le coût d'acheminement dépend de la distance parcourue, de la quantité transportée, du degré d'encombrement et de la topographie rencontrée (fleuves, montagnes, etc.).

Le pipeline est le moyen de transport le moins coûteux. Des économies d'échelle en fonction des volumes transportés sont observables. Le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> transportée varie de 2 à 6 \$/tCO<sub>2</sub> pour 2 millions de tonnes transportées par an sur une distance de 100 km et de 1 à 3 \$/tCO<sub>2</sub> pour 10 millions de tonnes transportées sur la même distance (IEA, 2008). En revanche, les pipelines en dehors des côtes (offshore) sont en moyenne 40% à 70% plus coûteux que ceux à terre (onshore). De ce fait, pour des longues distances (supérieur à 1000 km) et/ou au delà des mers, un transport par navire-citerne reste préférable (GIEC, 2005).

#### *Le stockage*

Cette étape consiste à injecter du CO<sub>2</sub> de haute densité dans des formations géologiques telles que des gisements de pétrole et de gaz naturel, des veines de charbon inexploitable ou encore des formations salines.

Le stockage en aquifère salin (étudié dans ce premier chapitre) se fait à plus de 800 m sous terre. Une fois le CO<sub>2</sub> injecté il est retenu dans la formation géologique par un ensemble de mécanismes physiques et géochimiques.

---

<sup>3</sup>Le CO<sub>2</sub> est dit supercritique lorsqu'il est placé dans des conditions de température et de pression au-delà de son point critique. Sa viscosité est proche de celle des gaz et sa densité proche de celle des liquides.

Les capacités de stockage géologique sont importantes et bien réparties à travers la planète. Les estimations du GIEC (2005) révèlent une capacité globale de stockage en aquifères salins comprise entre 1000 et 10 000 Giga tonnes (Gt) de CO<sub>2</sub>. L'AIE, elle donne une fourchette plus large allant de 2000 à 20 000 Gt (IEA, 2008b). Pour les gisements de pétrole et de gaz naturel et les veines de charbon inexploitable, les estimations les plus basses sont de l'ordre de 700 Gt de CO<sub>2</sub>.

Hors coûts de surveillance,<sup>4</sup> les coûts de stockage sont estimés entre 0,5 et 8 US\$/tCO<sub>2</sub>. Les coûts de surveillance varient, quant à eux, entre 0,1 et 0,3 US\$/tCO<sub>2</sub> (GIEC, 2005).

### **Le bioéthanol : un marché niche pour la CSC**

Plusieurs études technico-économiques sur l'application de la CSC dans des secteurs industriels utilisant de la biomasse ont été réalisées, plus particulièrement sur le secteur des biocarburants.

Möllersten *et al.* (2003) analysent la mise en place d'une chaîne CSC sur la production de bioéthanol de canne à sucre. Ils montrent que l'éthanol issu de la canne à sucre représente un vaste marché pour ce nouveau procédé. En 2000, la production mondiale de sucre s'élève à 120 millions de tonnes et la production d'éthanol à 30 Giga litres. Les sucreries brésiliennes produisent en moyenne de 0,5 à 5 millions de litres (Ml) d'éthanol par jour. Contrairement aux autres biocarburants de première génération, le bioéthanol de canne à sucre présente un bilan environnemental largement positif<sup>5</sup> avec une réduction des émissions de GES de l'ordre de 80% (OCDE, 2008). Deux sources d'émissions sont prises en compte, dans leur étude, pour la capture dans la production d'éthanol : l'étape de fermentation du sucre et l'unité de combustion de la bagasse (résidu de la canne à sucre utilisé comme combustible). Cette dernière sert à émettre la chaleur nécessaire au processus de production ainsi qu'aux unités de capture et de compression.

---

<sup>4</sup>Ces coûts sont appelés en anglais coûts de monitoring.

<sup>5</sup>Le bioéthanol de canne à sucre est principalement produit au Brésil. Le bilan environnemental est positif sous réserve que la culture de canne à sucre n'engendre pas de changement d'affectation des sols (déforestation).

Möllersten *et al.* (2003) montrent que pour une production annuelle d'environ trois millions d'hectolitres d'éthanol le coût de la capture et de la compression sur les deux sources s'élève à environ 50 \$/tCO<sub>2</sub>. Le coût total de la chaîne BCSC s'élève à 70 \$/tCO<sub>2</sub> lorsque le transport<sup>6</sup> et le stockage géologique sont rajoutés.

Les coûts mis en évidence dans cette étude sont faibles. La capture du CO<sub>2</sub>, à partir de la fermentation dans la production de biocarburants, est souvent plus efficace économiquement qu'à partir de ressources fossiles. En effet, le flux de CO<sub>2</sub> émis est très pur. De ce fait, l'étape de capture n'est plus nécessaire. Seules, les étapes de compression et de déshydratation sont requises. Cela permet de diminuer largement le coût total de la chaîne CSC (Lindfeldt 2008, 2009).

La CSC pourrait également s'appliquer aux biocarburants de deuxième génération. Contrairement aux biocarburants de première génération, la deuxième génération mobilise toute la lignocellulose<sup>7</sup> des plantes contenue dans les cellules végétales (plantes, résidus agricoles, cultures dédiées, déchets verts, etc.).

La production du bioéthanol de seconde génération diffère en amont de celle de l'éthanol de première génération. En effet, la biomasse doit subir un prétraitement afin de casser les polymères de cellulose, d'hémicellulose et de lignine avant l'étape d'hydrolyse enzymatique. Cependant, l'étape de fermentation des sucres est la même que pour la première génération (Cf. figure 1.1 p. 25). Luckow *et al.* (2010) montrent qu'il est possible de capturer le CO<sub>2</sub> émis lors de la fermentation de biomasse lignocellulosique à moindre coût (10,67 \$/tCO<sub>2</sub>).

La production de biodiesel de deuxième génération se fait par voie thermochimique. Cette voie est très différente de celle de la première génération. Une fois la biomasse pré-traitée, celle-ci est gazéifiée (transformation de la biomasse en un mélange de gaz). Ce gaz est ensuite purifié et ajusté avant sa synthèse Fischer-Tropsch (F.T). La synthèse F.T permet d'obtenir un mélange d'hydrocarbure qui, par l'intermédiaire du raffinage, deviendra

<sup>6</sup>La distance parcourue dans leur étude est d'environ 100km.

<sup>7</sup>La lignocellulose est composée de lignine, d'hémicellulose et de cellulose. Elle est très présente dans la paroi des cellules végétales.

un gazole de synthèse. La capture du CO<sub>2</sub> est possible lors de la gazéification de la biomasse pour un coût de 60 \$/tCO<sub>2</sub> (IEA, 2008). Les émissions peuvent aussi être capturées lors de la synthèse F.T à moindre coût. En effet, lors de l'étape de la purification du gaz, le CO<sub>2</sub> peut être séparé facilement. Ainsi, seule une étape de compression doit être ajoutée.

Compte tenu des objectifs européens d'incorporation des biocarburants, le secteur de la production d'éthanol et de biodiesel constituent des marchés attractifs en termes de coût pour le développement rapide de la CSC.

Cependant, aucune des études n'a rigoureusement calculé les émissions de GES évitées grâce à l'installation de la CSC sur la production de biocarburants. De plus, la production de bioéthanol en Europe se fait en grande partie avec de la betterave sucrière. C'est pourquoi notre réflexion porte sur l'intérêt environnemental et économique de la CSC dans ce secteur spécifique.

A partir d'un cas réel de production de bioéthanol de betterave nous allons d'une part, conduire un bilan environnemental et économique précis de la filière (section 1.2) et d'autre part, étudier sa rentabilité économique (Section 1.3).

## **1.2 Bilan environnemental et économique de la filière éthanol-CSC**

Dans cette deuxième section, une étude technico-économique de la CSC appliquée à la production d'éthanol de betterave pour des sucreries distilleries de la Région Centre en France est proposée. Cette région agricole a l'avantage de bénéficier d'un potentiel de stockage important en aquifères salins profonds.

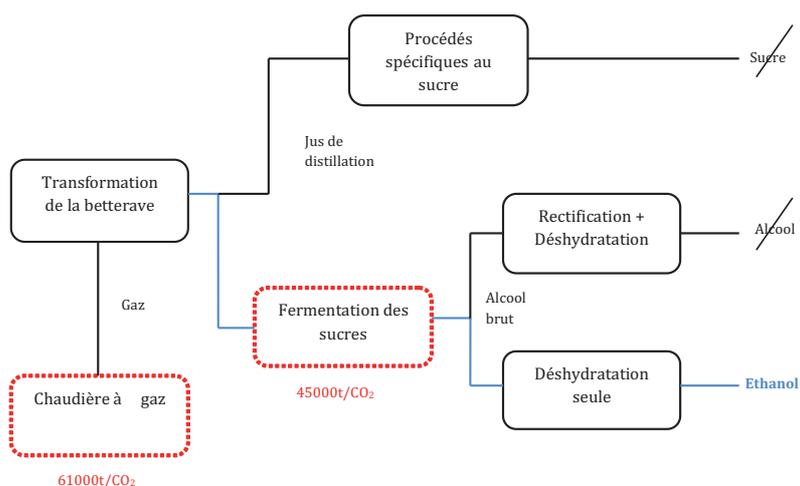
### **1.2.1 Présentation technique du cas d'étude**

Les sucreries distilleries se situent aux alentours d'Orléans (Artenay et Toury). Elles produisent du sucre, de l'éthanol et de l'alcool pour la parfumerie. Dans cette étude, les

sucreries sont supposées produire uniquement de l'éthanol. Seules les émissions liées à la production d'éthanol sont donc retenues. De plus, pour des raisons de simplicité, les distilleries sont supposées identiques. Chaque distillerie produit environ 600 000 hectolitres d'éthanol par an, ce qui équivaut à environ 100 000 tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Lors de la production d'éthanol, deux sources d'émissions sont envisagées pour la capture : l'unité de fermentation des sucres et la chaudière au gaz naturel qui libère la chaleur et la vapeur nécessaires au processus de production. Les volumes de CO<sub>2</sub> associés sont de 45 000 tonnes pour la fermentation et d'environ 61 000 tonnes pour la partie combustion. La figure 1.2 décrit le fonctionnement de la distillerie.

FIG. 1.2 – Le fonctionnement de la distillerie



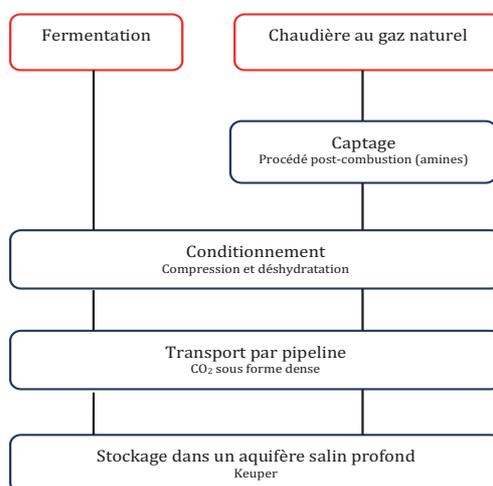
Ces volumes d'émissions sont assez faibles comparés aux installations de biocarburants brésiliennes (Möllersten *et al.*, 2003). Cela s'explique en partie par la petite taille des usines et par une activité irrégulière sur l'année. La campagne betteravière dure seulement trois mois contre six mois au Brésil pour la canne à sucre. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont donc très importantes sur ces trois mois et presque nulles le reste de l'année.

Le flux de CO<sub>2</sub> émanant de l'étape de fermentation est quasiment pur (il est composé à plus de 85% de CO<sub>2</sub>). Une étape de compression, seule, est donc supposée. Pour la partie combustion (chaudière au gaz naturel), en revanche, une technologie de capture post-combustion grâce à une amine est considérée.

Les deux sucreries étudiées sont situées à proximité de deux aquifères salins du Bassin Parisien : le Dogger et le Keuper. Les études hydro-géologiques du BRGM montrent que le Keuper présente les meilleures propriétés pour le stockage du CO<sub>2</sub>. Il a été ainsi retenu (Martin, 2009). De plus, un seul puits de stockage vertical capable d'assimiler environ 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an est utilisé. Les données géologiques sont accessibles dans l'étude de Le Gallo et Fillacier (2009).

Un pipeline permet d'acheminer le CO<sub>2</sub> sous forme supercritique des sucreries jusqu'au site de stockage. La distance parcourue est assez faible (environ 30 km). La figure 1.3 décrit les étapes de la chaîne CSC.

FIG. 1.3 – Description de la chaîne CSC



Quatre scénarios d'étude sont envisagés à partir du scénario de base :

- *Scénario de base* : Production d'éthanol sans technologie de CSC.
- *Scénario A* : Le CO<sub>2</sub> est capturé sur l'étape de fermentation uniquement et sur une seule usine (45000 tCO<sub>2</sub>/an). La distance de l'usine au site de stockage est de 31km.
- *Scénario B* : Le CO<sub>2</sub> est capturé sur la fermentation et la combustion sur une usine (106 111 tCO<sub>2</sub>/an). La distance est la même que dans le scénario A.

Afin de réduire les coûts de transport et de stockage le transport entre les deux sources est mutualisé et les volumes de production multipliés par deux. (Cf. schéma 1.13 en annexe, p. 73).

- *Scénario C* : Le CO<sub>2</sub> est capturé sur la fermentation uniquement mais sur les deux usines (90 000 tCO<sub>2</sub>/an). Les deux pipelines se rejoignent en un point situé à 13km d'Artenay et 15,5km de Toury pour ne former plus qu'un jusqu'au puits d'injection.
- *Scénario D* : Le CO<sub>2</sub> est capturé sur la fermentation et la combustion sur les deux usines (212 222 tCO<sub>2</sub>/an). Le transport est le même que dans le scénario C.

## 1.2.2 Impact environnemental de la filière éthanol-CSC

L'objectif de cette partie est de quantifier les impacts environnementaux générés par l'addition d'une chaîne CSC à la production d'éthanol grâce à un bilan carbone et énergétique (BCE).

Les impacts retenus sont les gaz à effet de serre (GES) exprimés en kilogrammes d'équivalents CO<sub>2</sub> (kgCO<sub>2</sub>eq) et les consommations énergétiques d'origine non renouvelable exprimées en mégajoules (MJ).<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup>Ce BCE a été réalisé en collaboration avec l'équipe de GEOGREEN qui détient le logiciel nécessaire pour l'étude (GaBi4). La méthode utilisée respecte la série des normes ISO 14040 décrivant la méthodologie et la déontologie que doivent suivre les études d'analyse de cycle de vie (ACV). En revanche, l'expertise extérieure à laquelle doivent être soumises les ACV n'a pas été conduite. C'est pourquoi nous l'appelons BCE.

## Méthodologie du Bilan Carbone et Energétique (BCE) et données

*Définition de l'objectif et du champ d'étude* : L'objectif est de réaliser les bilans GES et consommation d'énergie non renouvelable sur la chaîne complète éthanol-CSC et de les comparer avec la production d'éthanol sans CSC. L'unité fonctionnelle retenue pour la comparaison est l'hectolitre d'éthanol produit.

*L'inventaire* : Les flux de matière et d'énergie entrants et sortants sont inventoriés à chaque étape du cycle de vie : de la production de betterave jusqu'à la consommation d'éthanol et de la capture du CO<sub>2</sub> jusqu'à son stockage géologique. Pour estimer les impacts de toute la chaîne BCSC, notre inventaire est divisé en deux parties. D'une part, les étapes de la production d'éthanol sont prises en compte et d'autre part, les étapes spécifiques à la chaîne CSC sont étudiées.

Les étapes liées à la production d'éthanol sont les suivantes :

1. Culture des betteraves ;
2. Transport des betteraves jusqu'à la distillerie ;
3. Production de l'éthanol ;
4. Distribution de l'éthanol ;
5. Consommation de l'éthanol.

Les données proviennent de l'étude de l'ADEME (2002) pour les étapes 1, 2, 4 et 5 et de la distillerie locale d'Artenay pour l'étape 3. Nous avons préféré l'étude de l'ADEME (2002) à celle du JRC et de l'OCDE. En effet, elle est spécifique au cas français et se base sur des données de sites agricoles existants, ce qui n'est pas le cas des travaux du JRC et de l'OCDE.

Selon l'ADEME/DIREM (2002), les émissions de GES liées à la production d'éthanol de betterave sont de 33,6 gCO<sub>2</sub>eq/MJ soit environ 900 gCO<sub>2</sub>eq/kg. Il est possible d'identifier les contributions relatives des différentes étapes de la filière de production. L'étape de transformation industrielle de la betterave contribue à environ 70% des émissions de GES. L'étape de culture de la betterave contribue pour 27% du bilan, l'étape de transport

pour seulement 2% et la distribution pour 1%. Les émissions de carbone relâchées lors de la consommation de l'éthanol, c'est-à-dire la combustion, sont nulles car la biomasse est neutre en carbone. Le tableau 1.1 présente les données converties dans l'unité fonctionnelle retenue et modifiées pour prendre en compte la méthode d'impact 2002+<sup>9</sup> retenue par GEOGREEN.

TAB. 1.1 – Bilan des gaz à effet de serre (GES)

Contribution GES	ADEME/DIREM 2002 (gCO <sub>2</sub> eq/kgéthanol)	Méthode d'impact (kgCO <sub>2</sub> eq/hléthanol)
Culture de betteraves	243	14,79
Transport de betteraves	18	1,43
Distribution d'éthanol	9	0,71
Consommation d'éthanol	0	0

La méthode d'impact prend en compte des GES sur l'effet de serre à 500 ans alors que l'étude de l'ADEME/DIREM prend en compte les impacts à 100 ans (Cf. tableau 1.19 en annexe).

L'énergie non renouvelable mobilisée par MJ d'éthanol produits est de 0,488 MJ/MJ (13,1 MJ/kg). 81% de la consommation d'énergie non renouvelable est lié à l'étape de transformation industrielle, 16% à la culture des betteraves, 2% à leur transport et 1% à la distribution de l'éthanol. Les données sont converties dans l'unité fonctionnelle (tableau 1.2).

TAB. 1.2 – Bilan de la consommation d'énergie non renouvelable (ENR)

Consommation ENR	ADEME/DIREM 2002 (MJ/kgéthanol)	Méthode d'impact (MJ/hléthanol)
Culture de betteraves	2,096	166,4
Transport de betteraves	0,262	20,8
Distribution d'éthanol	0,131	10,4
Consommation d'éthanol	0	0

<sup>9</sup>La méthode d'impact 2002+ caractérise les flux environnementaux entrants et sortants (consommation de gaz, de pétrole, émissions de CO<sub>2</sub>, de SO<sub>2</sub>, etc.) en indicateur d'impact environnemental (changement climatique, épuisement des ressources non renouvelables, etc.) (Joliet *et al.*, 2003).

Les données fournies par la distillerie d'Artenay sont utilisées pour la troisième étape, celle de la production d'éthanol. Les résultats en termes de bilan GES et de consommation d'énergie non renouvelable sont répertoriés dans le tableau suivant (1.3).

TAB. 1.3 – Bilan GES et ENR pour la phase de production d'éthanol - Comparaison des résultats ADEME/DIREME et des données industrielles

Production éthanol	ADEME/DIREME	Distillerie d'Artenay
GES (gCO <sub>2</sub> eq/kgéthanol)	630	1248
ENR (MJ/kgéthanol)	10,6	18,8

Les résultats du BCE pour la production d'éthanol seul (sans chaîne CSC) évalués grâce à la méthode d'impact 2002+ sont reportés dans la sous-partie suivante. Il s'agit du scénario appelé "scénario de base".

La deuxième partie de l'inventaire consiste à définir les étapes liées à la chaîne CSC, qui sont les suivantes :

1. Capture du CO<sub>2</sub> issu de la combustion ;
2. Compression du CO<sub>2</sub> issu de la fermentation et de la combustion ;
3. Transport du CO<sub>2</sub> ;
4. Stockage du CO<sub>2</sub> en aquifère salin.

Les données sur ces étapes proviennent des bases de données du logiciel Gabi4 utilisé par GEOGREEN. L'inventaire sur la chaîne CSC concerne les phases de construction et de fonctionnement. L'impact de la phase de démantèlement des unités sur le BCE étant négligeable, elle n'est pas retenue dans l'étude.

L'inventaire comprend : tout d'abord, l'origine de l'électricité utilisée dans l'usine puis la composition et l'origine des matériaux (spécialement l'acier et le ciment) nécessaires à la construction des installations de capture, de compression, de transport et de stockage et enfin, les quantités d'énergie nécessaires (électricité et gaz) pour faire fonctionner les processus de capture et de compression ainsi que les quantités de pétrole utilisées pour acheminer les matériaux.

## Résultats du BCE

Les GES ( $N_2O$ ,  $CH_4$ ,  $CO$ , CFC, SF) sont exprimés en kilogramme d'équivalent  $CO_2$  par hectolitre d'éthanol produit ( $kgCO_2eq/hl$ éthanol). La consommation d'énergie non renouvelable est exprimée en mégajoule par hectolitre d'éthanol produit (MJ/hléthanol). Les tableaux d'équivalence pour les principaux GES retenus ainsi que la consommation d'ENR figurent en annexe (Cf. 1.19 et 1.20, p. 74). Le tableau 1.4 (p. 42) présente les résultats pour les scénarios étudiés.

Les résultats concernant la seule chaîne CSC montrent que le BCE varie très peu quand les quantités produites doublent (comparaison de A à C et de B à D). Les phases opérationnelles ont donc un impact plus important que la phase de construction. L'énergie nécessaire et les émissions associées sont proportionnelles aux volumes traités et le bilan global est ramené à l'hectolitre d'éthanol produit. Ainsi, capturer sur une ou deux sources ne modifie que très faiblement le BCE.

De plus, nos résultats montrent que lorsque le  $CO_2$  est capturé sur la fermentation et la combustion (scénarios B et D), les émissions de GES et les consommations d'énergie non renouvelables sont dix fois supérieures aux scénarios A et C. Ce résultat est dû à la capture sur la partie combustion. En effet, le  $CO_2$  est séparé des autres gaz grâce à un solvant qui doit être régénéré. Or cette régénération nécessite beaucoup de chaleur. Les figures 1.4 et 1.5 illustrent cette comparaison.

Capturer, transporter et stocker le  $CO_2$  issu de la combustion augmente les émissions de GES et la consommation d'énergie non renouvelable. Néanmoins, un volume plus important de  $CO_2$  est évité. Il faut donc regarder l'impact de la chaîne CSC sur l'ensemble de la filière éthanol-CSC pour déterminer s'il est intéressant de capturer sur l'unité de combustion.

L'application de la CSC sur les deux sources d'émissions (B et D) permet de créer un puits de carbone. Dans le cas B, pour chaque hectolitre d'éthanol produit, 6,49 kg de  $CO_2$  sont retirés de l'atmosphère. Ce résultat confirme nos intuitions de départ : la BCSC permet

FIG. 1.4 – Bilan des gaz à effet de serre pour les cas A et B

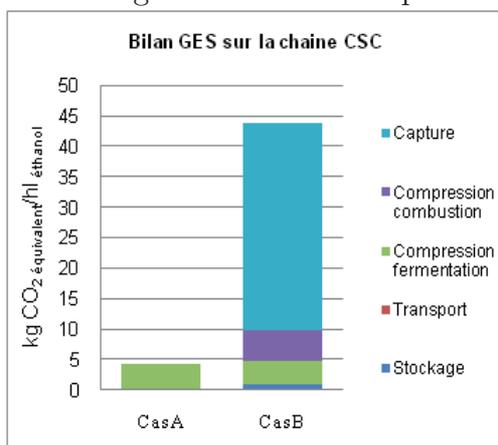
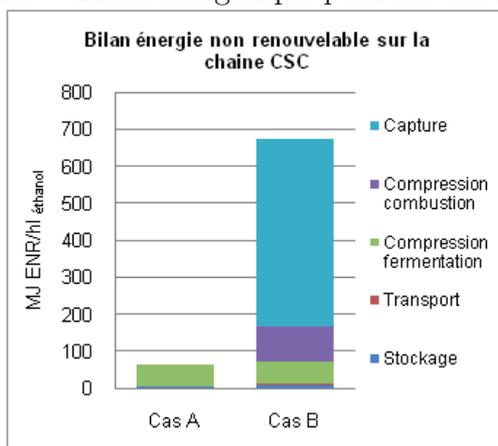


FIG. 1.5 – Bilan énergétique pour les cas A et B



d'épurer l'atmosphère. En revanche, pour atteindre un tel bilan négatif la consommation en énergie non renouvelable doit augmenter de 40%.

Quand la capture se fait sur la fermentation uniquement (A et C), il n'est certes pas possible de créer un puits de carbone, mais le bilan carbone est largement amélioré. Les émissions de GES baissent de 61% et la consommation énergétique augmente seulement de 4%.

TAB. 1.4 – Bilan carbone - énergie pour chaque scénario

Scénarios		Scénario de base	A	B	C	D
BCE sur la chaîne CSC*	Bilan GHG (kgCO <sub>2</sub> eq/hléthanol)	x	4,25	43,85	4,28	43,93
	Bilan ENR (MJ/ hléthanol)	x	65,21	673,93	65,72	675,05
BCE sur la filière éthanol-CSC	Bilan GHG (kgCO <sub>2</sub> eq/hléthanol)	115,41	44,66	-6,49	44,69	-6,41
	Réduction GHG	x	61%	106%	61%	106%
	Bilan ENR (MJ/ hléthanol)	1683,20	1748,41	2357,13	1748,92	2358,25
	Augmentation ENR	x	4%	40%	4%	40%

Rappel : scénario A : Fermentation sur une usine ; scénario B : Fermentation+combustion sur une usine ; scénario C : Fermentation sur deux usines ; scénario D : fermentation+combustion sur deux usines

\*Le BCE sur la chaîne CSC correspond aux émissions de GHG et à la consommation d'énergie non renouvelable liées aux étapes de capture, transport, stockage

Un réel arbitrage doit être fait. Est-il préférable de capturer sur les deux unités afin d'épurer l'atmosphère au risque d'augmenter sensiblement la consommation d'énergie non renouvelable ? Vaut-il mieux capturer seulement sur la fermentation ? L'analyse économique va nous éclairer sur ces questions.

L'application de la CSC au bioéthanol de canne à sucre pourrait jouer un rôle important dans la réduction des émissions. Dans cette étude, l'augmentation de la consommation d'énergie renouvelable est en grande partie liée au processus de capture. Cette énergie provient de la chaudière au gaz naturel qui émet des émissions de GES et qui emploie une ressource non renouvelable. Les installations de canne à sucre au Brésil utilisent des résidus de la canne à sucre appelés bagasse pour produire la chaleur nécessaire. Cette bagasse est renouvelable, il s'agit de la biomasse neutre en carbone.

Une analyse de cycle de vie de la CSC avec une chaudière biomasse n'a pour l'heure pas été réalisée. Pour autant, il est possible de donner quelques estimations en remplaçant la chaudière au gaz naturel par une chaudière biomasse dans notre étude de cas. Ainsi, les

émissions de GHG de la chaudière sont supposées nulles.

Nous avons vu que le cas B (capture sur la fermentation et la combustion) permet de retirer 6,49 kg de CO<sub>2</sub> de l'atmosphère par hectolitre d'éthanol (les émissions négatives sont de 3894 tonnes de CO<sub>2</sub> par an). La substitution de la biomasse au gaz naturel permettrait de retirer 136 kg de CO<sub>2</sub> par hectolitre d'éthanol (80 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an).

De plus, il serait possible d'engendrer des émissions négatives, dans le cas A, lorsque l'on capture uniquement sur la fermentation : 47,6 kg de CO<sub>2</sub> par hectolitre seraient retirés de l'atmosphère soit, 28 000 tonnes de CO<sub>2</sub> par an pourraient être négatives.

Deux autres hypothèses sur le cas B (fermentation + combustion) ont été testées. L'une concerne la possibilité d'amélioration des technologies de capture d'ici 2020<sup>10</sup> et l'autre consiste à supposer que l'énergie nécessaire à la capture et à la compression provient plutôt du mix électrique français que de la chaudière au gaz naturel. Le mix français est composé à 78% d'électricité d'origine nucléaire donc très faiblement émettrice de CO<sub>2</sub>.

### **Analyse de sensibilité sur le BCE**

- Amélioration énergétique de la capture (cas B') :

L'étude de préfaisabilité du projet a débuté en 2009 et l'injection du CO<sub>2</sub> est supposée commencer en 2020. Selon Rao *et al* (2005), les besoins énergétiques pour la capture post-combustion devraient être réduits de 23% sur la période 2005-2015.

Cette hypothèse engendre une réduction des besoins en chaleur de 37% dans le cas B (capture sur la fermentation et la combustion). Les émissions de GES étant corrélées aux besoins en chaleur, ces dernières sont réduites de 36% sur la partie capture. L'analyse de la filière complète montre que le montant de CO<sub>2</sub> retiré de l'atmosphère augmente. Il passe de -6,49 kg/hl à -18,81 kg/hl.

---

<sup>10</sup>Date à laquelle la capture des émissions est supposée commencer.

-Amélioration énergétique de la capture et électricité provenant du mix électrique français (cas B'') :

L'électricité provenant du mix français engendre moins d'émissions par kW que l'électricité produite par le gaz naturel. Si l'amélioration sur la capture est prise en compte et si l'électricité provient du mix français, les émissions de GES seront réduites de 44% par rapport au cas normal sur la chaîne CSC. Sur l'ensemble de la filière, le puits de carbone sera encore plus important (-25,84 kg/hl).

En revanche, le nucléaire n'est pas une énergie renouvelable. Le bilan de la consommation d'énergie non renouvelable n'est donc pas amélioré. Il est même légèrement moins bon que dans le cas précédent (tableau 1.5).

TAB. 1.5 – Analyse de sensibilité sur le cas B

Variante sur le cas B		B	B'	B''
BCE sur la chaîne CSC	Bilan GHG (kgCO <sub>2</sub> eq/hléthanol)	43,85	31,53	24,50
	Bilan ENR (MJ/ hléthanol)	673,93	484,43	560,33
BCE sur la filière éthanol-CSC	Bilan GHG (kgCO <sub>2</sub> eq/hléthanol)	-6,49	-18,81	-25,84
	Réduction GHG	106%	116%	122%
	Bilan ENR (MJ/ hléthanol)	2357,13	2167,3	2243,53
	Augmentation ENR	40%	29%	33%

### Comparaison des résultats avec les carburants fossiles

Pour rendre compte de l'intérêt de l'application de la CSC à la production d'éthanol, le bilan environnemental de la filière éthanol-CSC est comparé au carburant fossile traditionnel (tableau 1.6). Les résultats pour la production et la consommation de carburant fossile

et de bioéthanol proviennent de l'ADEME (2002). L'application de la CSC sur les deux sources d'émissions de la production de bioéthanol permet bien de créer un biocarburant dont le contenu carbone est négatif. Cependant, la consommation d'énergie fossile augmente significativement, même si elle demeure moins importante que dans la production de carburant fossile.

TAB. 1.6 – Comparaison des bilans environnementaux de l'éthanol-CSC avec l'essence

	Essence	Bioéthanol	Bioéthanol+CSC fermentation	Bioéthanol+CSC fermentation et cogénération
Bilan GHG (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)	85,9	34	21,25	-9
Bilan ENR (MJ/MJ)	1,15	0,5	0,83	1,04

### 1.2.3 Analyse des coûts de la filière éthanol-CSC

#### Evaluation des CAPEX/OPEX

L'évaluation des CAPEX/OPEX<sup>11</sup> a été possible grâce à l'expérience sur les évaluations de projet CSC et aux bases de données de GEOGREEN. Les coûts sont écrits en millions d'euros (M€). Les OPEX sont annuels. Pour définir le coût total des OPEX, la période à prendre en compte est de 30 ans (durée d'injection du CO<sub>2</sub>).

#### *Capture :*

Une installation de capture est uniquement utilisée sur la partie combustion (cas B et D). Un procédé post-combustion est envisagé grâce au solvant monoéthanolamine (MEA).<sup>12</sup> Compte tenu du flux d'émissions de CO<sub>2</sub> (61 111 tonnes par an) et de la technologie disponible, les coûts des CAPEX s'élèvent à 19,5 M€.

<sup>11</sup> Les CAPEX sont les dépenses d'investissement de capital et les OPEX sont les dépenses d'exploitation (opération et maintenance)

<sup>12</sup> C'est un absorbant chimique ordinairement utilisé pour l'absorption de CO<sub>2</sub>.

Les OPEX sont principalement liés à l'achat du gaz pour le fonctionnement de l'unité de capture, aux coûts de maintenance, à la rémunération des travailleurs et au coût du solvant MEA. Les besoins en énergie pour chaque unité de capture représentent 86 000 MWh thermique par an. Ils varient en fonction des mois de l'année et sont plus importants pendant la campagne betteravière (tableau 1.7).

TAB. 1.7 – Besoins en énergie pour chaque unité de capture (MWhth)

Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc
2864	2864	2864	2864	2864	2864	2864	2864	2864	2864	28642	28642

L'évolution du prix du gaz jusqu'en 2050 est modélisée grâce au scénario de l'AIE (WEO, 2010). Il est supposé augmenter de 10% entre 2009 et 2010 pour ensuite connaître une baisse de 6% d'ici 2015. Puis le prix croît à un rythme constant de 2,5% par an jusqu'en 2035.

Nous prolongeons la tendance jusqu'en 2050 (fin de la période d'injection). Ce scénario est ensuite adapté au prix du gaz pour usage industriel. D'après Eurostat, ce dernier est de 36 €/MWh en 2009.

Les coûts de maintenance sont supposés représenter 1% des coûts de CAPEX. Pour la rémunération du travail, un tiers des 3840 heures de travail annuelles<sup>13</sup> sont sollicitées à un taux de 45 € de l'heure (charges incluses). Le coût actuel du solvant est de 1,45 € le kg sachant que 0,75 kg de MEA est nécessaire pour capturer une tonne de CO<sub>2</sub>. Les coûts figurent dans le tableau 1.8.

<sup>13</sup>Total d'heures de travail par an donné par l'usine Artenay. Sachant qu'entre octobre et décembre (campagne betteravière), l'usine fonctionne 24h sur 24h et 7 jours sur 7.

TAB. 1.8 – Coûts de la capture (2009) en millions d'euros

CAPEX	OPEX gaz	OPEX maintenance	OPEX salaire	OPEX MEA
19,5	5,8	0,195	0,058	0,067

Note : Le coût du gaz représenté est une moyenne des coûts sur les 30 ans

*Compression :*

Les coûts de la compression dépendent du volume du flux d'émissions et de la distance de la source au lieu de stockage. Le CO<sub>2</sub> doit être transporté en phase dense, sa pression ne doit jamais descendre en dessous de 80 bar sachant que la pression diminue avec la distance. Dans notre cas d'étude, la distance de transport est faible (30 km). De ce fait, le CO<sub>2</sub> n'aura pas besoin d'être à nouveau compressé.

Les flux de CO<sub>2</sub> et la puissance énergétique varient en fonction des scénarios. Pour les cas A et C, la puissance nécessaire supposée est de 2200 kilowatt et 5000 kilowatt pour les cas B et D. Les CAPEX correspondant sont de 5,3 M€ et 9 M€. Les OPEX comprennent les coûts de maintenance, les salaires et les besoins énergétiques en gaz. Les coûts de maintenance sont fixés à 1% des CAPEX. La rémunération du travail, charges incluses, est de 45 €. Quand la compression se fait à partir de la fermentation (cas A et C), le besoin en heures de travail est estimé à 1/3 des 3840 heures par an. Quand la compression se fait aussi à partir de la combustion, il est estimé à 2/3 des 3840 heures par an. Les coûts liés aux besoins en gaz en moyenne sont de 0,99 M€ pour la fermentation et de 2,43 M€ pour la fermentation et la combustion. Le tableau 1.9 récapitule les coûts de CAPEX/OPEX.

TAB. 1.9 – Coûts de la compression (2009) en millions d'euros

Cas	CAPEX	OPEX énergie	OPEX maintenance	OPEX salaire
A	5,35	0,99	0,053	0,057
B	9	2,43	0,090	0,114
C	5,35	0,99	0,053	0,057
D	9	2,43	0,090	0,114

*Transport :*

Les coûts de transport dépendent étroitement de la distance parcourue, des volumes transportés et de la prise en compte ou non de la topographie du milieu.

Le design du pipeline a été réalisé par GEOGREEN grâce à leur logiciel Hysis v.2004.2 pour prendre en compte les spécificités de l'étude. Cependant, les trajectoires sont supposées rectilignes de la source jusqu'au puits de stockage car la topographie n'a pas été prise en compte.<sup>14</sup> Les CAPEX et OPEX dépendent des scénarios. Ils sont présentés dans le tableau 1.10.

TAB. 1.10 – Coût du transport  
(2009) en millions d'euros

Cas	CAPEX	OPEX
A	8,4	0,166
B	11,7	0,168
C	17,2	0,210
D	19,4	0,215

*Stockage :*

Les coûts de stockage en aquifères salins profonds "onshore" (aquifères du bassin parisien) sont estimés par le BRGM et GEOGREEN.

Les coûts de CAPEX prennent en compte l'étude de préfaisabilité, les études détaillées sur l'injectivité du site, les phases de construction des puits d'injection, de monitoring puis le démantèlement des installations et les provisions financières. En effet, les risques de fuites, aussi faibles soient-ils sur le long terme, vont imposer des contraintes de surveillance et de responsabilité financière.

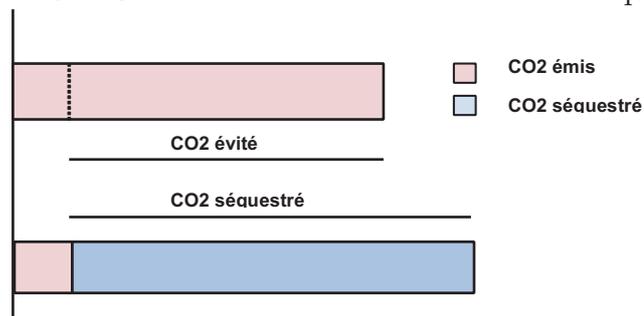
<sup>14</sup>Cependant, sur les 30km qui séparent le site d'émissions du site de stockage, il n'y a pas d'éléments topographiques majeurs à contourner.

Dans cette étude un seul puits d'injection capable d'assimiler environ 200 000 tonnes de CO<sub>2</sub> est supposé. La profondeur du réservoir est de 2250 mètres. D'après l'expertise de GEOGREEN, un puits de surveillance est nécessaire au niveau du réservoir. Le coût du CAPEX est de 28,4 M€. Pour les OPEX, le coût par an lié à la période d'injection (30 ans) est de 1,25 M€. Après la phase d'injection, le site de stockage doit être surveillé encore pendant 20 ans<sup>15</sup>, ce qui engendre des coûts. Les OPEX associés à cette phase sont de 0,37 M€ par an.

### Calcul du coût d'abattement

Dans les évaluations de projet sur la CSC il importe de différencier la notion de CO<sub>2</sub> séquestré (piégé) de celle de CO<sub>2</sub> évité. L'objectif d'un tel projet étant de connaître les bénéfices environnementaux en termes de réduction nette des émissions, il convient de considérer les émissions évitées. L'adaptation d'une chaîne CSC sur une usine nécessite en effet une dépense énergétique supplémentaire qui engendre des émissions. De plus, il n'est techniquement pas possible de capturer 100% des émissions sur la partie combustion. Ces émissions devront être déduites du calcul de manière à ne retenir que les émissions évitées. Le CO<sub>2</sub> évité est calculé en comparant les émissions d'une usine sans CSC avec celles d'une usine avec CSC (figure 1.6).

FIG. 1.6 – Emissions évitées et émissions séquestrées



<sup>15</sup>La directive 2009/31/EC indique qu'à la fin de la période d'injection l'opérateur doit fermer le site. Il est ensuite soumis à une période minimale de 20 ans de surveillance avant de pouvoir transférer la responsabilité du site à l'Etat.

Le tableau 1.11 récapitule les émissions séquestrées et évitées pour chacun des scénarios sur toute la période d'injection (30 ans).

TAB. 1.11 – Quantités de CO<sub>2</sub> stockées et évitées (Mt) pour chaque scénario sur la période d'injection

	A	B	C	D
CO <sub>2</sub> émis	1,35	3,18	2,70	6,36
CO <sub>2</sub> évité	1,28	2,47	2,56	4,94

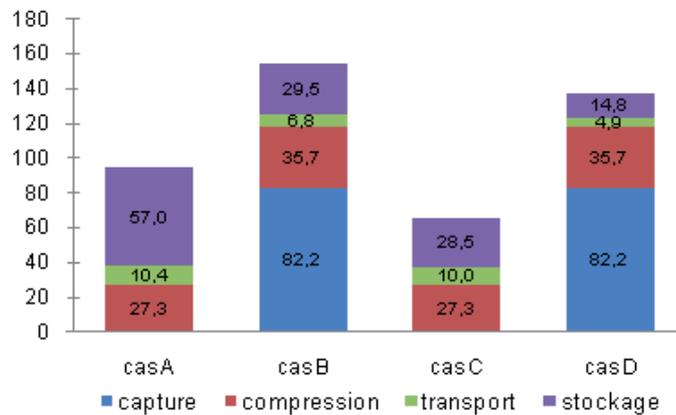
La stratégie qui consiste à regrouper deux usines de même type a été choisie pour comparer le coût de la tonne de carbone évitée grâce à la CSC, et ce, pour chaque scénario. Cette façon d'exprimer le coût permet de comparer les différentes technologies de dépollution entre elles.

La formule s'écrit de la sorte

$$Coût_{abattement} = \left( \sum_{t=0}^{t=30} (opex) + capex \right) / CO_2 \text{ évité}$$

La figure 1.7 présente le coût par tonne de CO<sub>2</sub> évitée pour les cas étudiés.

FIG. 1.7 – Coût d'abattement non actualisé (€/tCO<sub>2</sub>)



Dans le cas A : le coût par tonne de CO<sub>2</sub> évitée s'élève à 94,7 €. 60% du coût total est dû au coût de stockage, 28% est dû à l'étape de compression et 11% au transport. Le coût du transport est assez faible car la distance est courte et les volumes transportés réduits.

Dans le cas B, le coût est de 154,2 €/tCO<sub>2</sub> évitée. La capture est le poste de dépense le plus important (53%) du coût total. La compression compte pour 23%. La capture et la compression représentent donc plus de 70% du coût total. Ce résultat est en accord avec la littérature (IPCC, 2005). Le coût de capture et de compression est d'environ 118€/tCO<sub>2</sub>. Il est deux fois plus élevé que dans l'étude de Möllersten *et al.* (2003). Dans notre cas d'étude les volumes de production sont trop faibles pour obtenir des économies d'échelle. Les coûts de transport et surtout de stockage sont légèrement réduits quand les volumes augmentent.

Dans le cas C, les quantités d'émissions doublent par rapport au cas A ce qui diminue les coûts. Le coût total est de 65,8 €/tCO<sub>2</sub> évitée. Le stockage compte pour 43%, la compression pour 41% et le transport pour 15%.

Dans le cas D, le coût est légèrement inférieur au cas B : 137,6 €/tCO<sub>2</sub> évitée. La capture et la compression représentent 85% du coût total.

D'un point de vue économique il semble plus intéressant de capturer uniquement sur la fermentation et ainsi encourager la réduction partielle des émissions. La stratégie de mutualisation du pipeline entre les deux sources d'émissions n'est pas pertinente pour réduire les coûts de transport. Les effets d'échelle sont principalement liés aux volumes de production traités. Le doublement de ces volumes engendre une réduction des coûts de stockage.

Nous proposons donc d'étudier une seule usine (Cas A et B) ayant la possibilité d'augmenter ses volumes de production et ses émissions.

### Variation des volumes de production

Il serait possible pour une distillerie comme Artenay de focaliser sa production sur le bioéthanol plutôt que sur le sucre et ainsi d'augmenter ses volumes de production.

Ainsi, une analyse de sensibilité sur les volumes d'émissions est proposée afin d'engendrer des économies d'échelle. L'objectif est de se rapprocher de la taille des installations d'éthanol brésiliennes.

Les volumes d'émissions associées à la fermentation sont supposés varier de 45 000 tonnes à 400 000 tonnes. Les volumes de production d'éthanol associés sont représentés dans le tableau 1.12. Le cas de référence est le cas présenté précédemment, c'est-à-dire une seule usine qui peut choisir de capturer sur la fermentation uniquement ou sur la fermentation et la combustion (Cas A et B). L'injectivité<sup>16</sup> est fixée à 200 000 tonnes.

TAB. 1.12 – Scénarios étudiés

		Cas de base	1	2	3	4
Emissions (t/an)	Fermentation	45 000	100 000	200 000	300 000	400 000
	Fermentation+ Combustion	106 111	235 802	471 604	707 407	943 209
Emissions évitées (t/an)	Fermentation	42 670	94 823	189 645	284 468	379 290
	Fermentation+ Combustion	82 397	183 105	366 211	549 316	732 421
Production d'éthanol (Mhl)		0,6	1,33	2,67	4	5,33

Le tableau 1.13 présente les coûts par tonne de CO<sub>2</sub> évitée lorsque la capture a lieu sur la fermentation uniquement et sur la fermentation et la combustion pour chaque scénario étudié.

<sup>16</sup>L'injectivité correspond au maximum de CO<sub>2</sub> qu'il est possible de stocker par an et par puits. Au delà de ce volume (200 000 tonnes), il est nécessaire de construire un autre puits d'injection. Cela augmente le coût de stockage. Pour une étude plus détaillée de l'influence de l'injectivité sur les coûts de stockage, se référer à Laude et Ricci (2011).

TAB. 1.13 – Coût de la CSC (euros/tonne de CO<sub>2</sub> évitée)

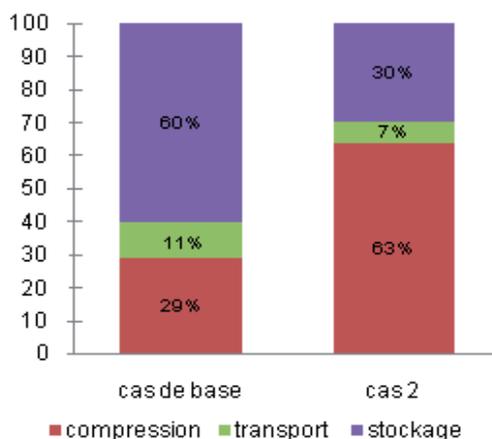
Scénarios	Coût fermentation (€/tCO <sub>2</sub> )	Coût fermentation + combustion (€/tCO <sub>2</sub> )
Cas A,B	94	154
1	58	136
2	43	125
3	41	122
4	37	120

Plus la quantité d'émissions évitées est importante plus les coûts diminuent. Le coût décroît fortement entre le cas de base et le cas 1, lors de la capture sur la fermentation (baisse de 38%). Le coût du stockage diminue largement comme dans le cas C précédent car les volumes doublent. Cependant, dans le cas C, le coût de transport ne diminuait pas car il fallait construire un pipeline pour relier les deux usines.

Dans le cas 2, le coût de transport baisse de 45%, ce qui permet d'obtenir un coût par tonne inférieur au cas C. Pour obtenir un coût environ égal à 40 €/tCO<sub>2</sub> pour la capture sur fermentation, les émissions doivent être supérieures à 200 000 tonnes (production d'éthanol environ égale à 2,7 millions d'hectolitre). Les coûts de transport et de stockage diminuent largement entre le cas de base et le cas 2, le coût de stockage passe de 57 €/tCO<sub>2</sub> à 12,8 €/tCO<sub>2</sub> (soit une baisse de 77%) et le coût de transport de 10,4 €/tCO<sub>2</sub> à 3 €/tCO<sub>2</sub> (soit une baisse de 71%). En effet, l'injectivité étant supposée égale à 200 000 tonnes, un seul puits de stockage est nécessaire pour les cas de base, 1 et 2. Ainsi, dans le cas de base, le stockage représente 60% du coût total alors qu'il ne représente que 30% dans le cas 2.

Le graphique suivant 1.8 compare le coût relatif de chaque étape de la chaîne CSC-fermentation pour les cas A et 2.

FIG. 1.8 – Coût relatif de la CSC sur la fermentation (%)



Lorsque la capture s'applique aussi à la combustion, les coûts d'abattement sont plus élevés. Même lorsque les volumes de production sont conséquents le coût par tonne reste supérieur à 100 €/tCO<sub>2</sub>. Les coûts de capture et de compression ne diminuent que très légèrement avec l'augmentation des volumes de production (respectivement -4% et -5% entre le cas de base et le cas 2). Entre ces deux cas, les réductions de coût proviennent principalement des étapes de transport et de stockage (respectivement -70% et -62%). Cependant, les économies d'échelle sur la partie stockage sont moins significatives que sur le cas de la fermentation seule. Les volumes traités étant très importants, dès que l'on passe d'un cas à un autre, il est nécessaire de construire un nouveau puits d'injection ce qui augmente le coût de stockage.

Le BCE et l'étude des coûts d'abattement nous ont permis de tirer les conclusions suivantes :

- La BCSC peut engendrer des émissions négatives quand les émissions sont capturées sur les étapes de fermentation et de combustion.
- Le coût de la CSC est largement réduit quand il s'applique uniquement à la fermenta-

tion (source de CO<sub>2</sub> extrêmement concentrée) car seule une étape de compression du CO<sub>2</sub> est requise.

- La CSC sur les deux sources d'émissions, bien qu'elle engendre un puits de carbone, n'est pas la solution économiquement la plus efficace. Il est préférable de capturer uniquement sur la fermentation. Même quand les volumes d'émissions sont plus importants, une dépollution partielle semble toujours être la meilleure solution du point de vue de l'analyse des coûts économiques.

- L'analyse de sensibilité sur les volumes montre que des effets d'échelle importants surviennent sur la partie transport et stockage, ce qui réduit le coût total de la chaîne CSC.

Après avoir démontré les bénéfices environnementaux de la filière éthanol-CSC ainsi que son intérêt en termes de coûts nous allons étudier la rentabilité économique d'un tel projet.

### **1.3 Analyse de la rentabilité économique de la filière éthanol-CSC**

La rentabilité économique de ce projet BCSC est étudiée selon le point de vue du secteur privé et du secteur public. La différence entre les deux points de vue réside dans le choix du taux d'actualisation décrit ci-dessous. L'industriel s'engage à faire des dépenses pour réaliser des profits. il adopte une perspective de court terme et recherche un retour sur investissement rapide. Le secteur public, quant à lui, cherche à accroître le bien-être social en réduisant les émissions de CO<sub>2</sub>.

La production de bioéthanol est supposée rentable. La question est donc de savoir s'il est économiquement viable d'installer une chaîne CSC à la production de bioéthanol.

Les bénéfices engendrés par ce projet sont les réductions des émissions de GES pour les deux acteurs considérés. En effet, l'industriel retire des revenus de la vente de permis

d'émissions négociables sur le marché européen (ETS) et le secteur public peut valoriser chaque tonne de CO<sub>2</sub> non émise à sa valeur sociale. Les coûts sont ceux décrits dans la section précédente (CAPEX/OPEX).

Pour définir la rentabilité du projet il faut s'intéresser à sa valeur actualisée nette. Ce projet est défini par les coûts initiaux  $C_0$  (les CAPEX liés à l'installation de la chaîne CSC), par les coûts d'opération et de maintenance  $C_t$  (OPEX) et par les bénéfices futurs  $B_t$  (prix de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée). Le projet est retenu si la somme actualisée des bénéfices est supérieure à la somme actualisée des coûts. En d'autres termes, la valeur actualisée nette doit être positive. Cela se traduit par la condition suivante :

$$VAN = \sum B_t/(1+a)^t - \sum C_t/(1+a)^t - C_0 > 0, \text{ où } a \text{ est le taux d'actualisation.}$$

L'actualisation permet de prendre en considération les préférences individuelles. Elle est donc déterminée par le degré de préférence temporelle des individus pour le présent. Ainsi, l'industriel optera pour un taux d'actualisation élevé alors que le secteur public, de par sa vision de long terme, choisira un taux d'actualisation plus faible.

En France, le rapport Lebègue (2005) recommande un taux d'actualisation de 4% pour l'évaluation des investissements publics. Pour l'investissement privé un taux de 8% est retenu.

### 1.3.1 L'évolution du prix du carbone

#### Les scénarios Quinet

Nous faisons des hypothèses sur l'évolution du prix du CO<sub>2</sub> jusqu'à 2050 (fin de la période d'injection).

L'évolution du prix du CO<sub>2</sub> jusqu'en 2050 est tirée du rapport Quinet (2009) sur la valeur tutélaire du carbone. L'approche est dite "tutélaire" dans la mesure où la valeur du carbone recommandée ne dépend pas seulement des prix sur le marché de l'ETS mais des décisions de l'Etat compte tenu des engagements français et européens en matière de lutte

contre le changement climatique. La trajectoire du prix du carbone recommandée est donc compatible avec les engagements pris par l'Europe et la France d'ici 2050. L'Europe et la France adhèrent à l'objectif commun de limiter l'augmentation des températures à  $2^{\circ}C - 2.4^{\circ}C$ , ce qui correspond à un niveau de stabilisation de la concentration atmosphérique en  $CO_2$  à 450-500  $ppm_{CO_2eq}$ .

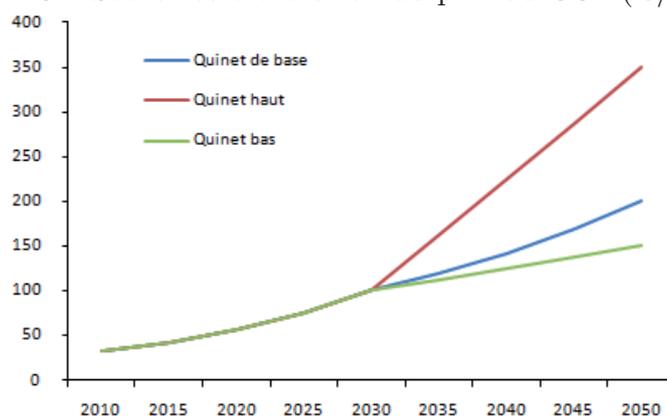
La valeur du  $CO_2$  est fixée à 100 € en 2030. Ce niveau élevé reflète le caractère ambitieux des objectifs européens. Cette valeur croît ensuite au taux d'actualisation public de 4% par an (rapport Lebègue, 2005) pour atteindre la valeur de 200 € en 2050. En 2010, la valeur retenue par la Commission Quinet correspond à la valeur préconisée par le rapport Boiteux (2001), soit 32 € la tonne de  $CO_2$ . Afin de prendre en compte, les incertitudes de long terme, la Commission propose d'encadrer la valeur de 2050 avec une valeur basse de 150 € et une valeur haute de 350 €.

Ainsi trois scénarios d'évolution du prix du carbone sont mis en place :

- *Quinet de base* : 32 € en 2010, 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 200 € en 2050
- *Quinet bas* : 32 € en 2010, 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 150 € en 2050
- *Quinet haut* : 32 € en 2010, 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 350 € en 2050

Le graphique suivant (1.9) présente les scénarios d'évolution du prix du carbone.

FIG. 1.9 – Scénarios d'évolution du prix du  $CO_2$  (€/t $CO_2$ )



## Le fonctionnement des quotas sur l'ETS

L'usine d'Artenay est soumise à quotas dans le cadre du marché européen des permis d'émissions négociables (ETS<sup>17</sup>). En effet, elle produit du bioéthanol mais elle utilise de l'énergie fossile dans son processus de production (CO<sub>2</sub> en sortie de chaudière).

La directive européenne relative au fonctionnement de l'ETS prévoit les règles d'allocation des quotas pour la période 2013-2027. A compter de 2013, l'allocation des quotas se fera intégralement aux enchères pour le secteur de l'électricité. Pour les autres secteurs couverts par le système communautaire, dont fait partie l'usine d'Artenay, un système transitoire sera mis en place. Les entreprises achèteront aux enchères 20% de leurs quotas en 2013, 70% en 2020 et 100% en 2027 (Directive européenne 2009/29/CE).

Actuellement, la CSC à partir de biomasse n'est pas envisagée par la Commission européenne. Une entreprise qui produit à partir de biomasse n'a donc aucun avantage à adopter la CSC car les émissions issues de la biomasse ne sont pas prises en compte par l'ETS. En effet, le marché incite les entreprises soumises à quotas à réduire leurs émissions fossiles jusqu'à un niveau nul mais pas au-delà.

De notre point de vue, dès lors qu'il y a séquestration permanente du dioxyde de carbone, chaque tonne de CO<sub>2</sub> évitée devrait être valorisée, quelle que soit l'origine de cette tonne de CO<sub>2</sub>. Pour étudier la viabilité de ce projet nous supposons donc que chaque tonne de CO<sub>2</sub> évitée est valorisée au prix du carbone défini plus haut.<sup>18</sup>

Afin de déterminer la rentabilité du projet, la valeur actualisée nette est comparée à ce que nous appelons la valeur actualisée nette "business as usual" (VAN BAU). Cette VAN BAU consiste à analyser le coût pour l'entreprise de la mise aux enchères des quotas. Nous considérons que l'entreprise ne réduit pas ses émissions et doit donc acheter ses quotas. Le projet est économiquement viable s'il permet de réduire les pertes liées à la politique de mise aux enchères des quotas.

---

<sup>17</sup>Pour une description plus exhaustive de l'ETS, se référer au chapitre 3.

<sup>18</sup>Une réflexion sur les instruments économiques adaptés à la BCSC est conduite dans la chapitre 3.

### 1.3.2 Calcul de la VAN projet

Pour calculer la VAN, l'horizon temporel du projet est déterminé. Les coûts d'investissement pour le projet commencent en 2015. La période d'injection commence en 2020 pour une période de 30 ans. Ainsi les coûts d'opération et de maintenance sont calculés sur ces 30 ans. Les bénéfices provenant du stockage des émissions sont également calculés sur cette période. La période d'actualisation s'étend de 2015 à 2050. La valorisation du carbone est supposée identique pour le secteur industriel et le secteur public (scénarios Quinet).<sup>19</sup> La seule différence provient du choix du taux d'actualisation.

– *Description de la VAN business as usual .*

Nous décrivons la VAN BAU liée aux pertes (achat de crédits) telle que :

$$VAN_{BAU} = \sum_{t_0=2015}^{t=2050} \frac{1}{(1+a)^{t-t_0}} * q_{émis} * \%_{enchères} * P^c \quad (1.1)$$

$a$  est le taux d'actualisation,  $q_{émis}$  correspond aux quantités d'émissions issues de la combustion (61 111 tonnes),  $\%_{enchères}$  est le pourcentage de quotas que l'entreprise doit acheter aux enchères selon la directive européenne 2009/29/CE et  $P^c$  est le prix du CO<sub>2</sub>.

Le tableau 1.14 présente les valeurs de la VAN BAU pour tous les cas.

– *Description de la VAN projet*

La formule de la VAN projet est la suivante :

$$VAN_{projet} = \sum_{t_0=2015}^{t=2050} \frac{((q_{évitées}(t) - q_{ETS}(t)) * P^c(t) - O\&M)}{(1+a)^{t-t_0}} - I_0 \quad (1.2)$$

avec  $q_{ETS}(t) = q_{émis} * \%_{enchères}$ ,  $q_{évitées}(t)$  les quantités de CO<sub>2</sub> évitées qui peuvent être valorisées sur le marché,  $O\&M$  les coûts d'opération et de maintenance et  $I_0$  les coûts de CAPEX.

<sup>19</sup>Les trajectoires de prix proposées par la Commission Quinet conduisent à des valeurs de long-terme plutôt élevées. Ces valeurs ne seront peut-être pas représentatives du marché de l'ETS en 2050. Cependant, il est difficile de faire de la prévision sur ce marché, c'est pourquoi nous préférons utiliser uniquement les scénarios Quinet pour les deux perspectives d'investissement.

Ainsi, nous comparons cette VAN projet (1.2) à la VAN BAU (1.1). Le projet est rentable s'il permet de réduire les pertes liées à l'achat de permis.

Nous pouvons également retrancher les pertes liées à l'achat de permis à la VAN projet. Le projet est rentable si la VAN est supérieure à 0 :

$$VAN = \sum_{t_0=2015}^{t=2050} \frac{((q_{\text{évités}}(t)) * P^c(t) - O\&M)}{(1 + a)^{t-t_0}} - I_0 > 0 \quad (1.3)$$

TAB. 1.14 – Description Business As Usual (VAN)

	VAN BAU Quinet bas (M€)	VAN BAU Quinet de base (M€)	VAN BAU Quinet haut (M€)
		$a = 4\%$	
BAU 1 usine (cas A et B)	-92	-100,2	-132
BAU 2 usines (cas C et D)	-184	-200,4	-264
		$a = 8\%$	
BAU 1 usine (cas A et B)	-49	-52,7	-65
BAU 2 usines (cas C et D)	-98	-105,4	-130

### 1.3.3 Résultats

Le tableau 1.15 présente les résultats des VAN pour les cas de base étudiés (A,B,C et D) lorsque le taux d'actualisation choisi correspond aux investissements publics soit  $a = 4\%$ .

Le projet de capture sur la fermentation pour une usine (cas A) est faiblement profitable lorsque les objectifs de la politique environnementale sont très ambitieux (*Quinet haut*). Le projet engendre des bénéfices de 18 M€. Cela permet de réduire les pertes liées à l'achat de quotas de -132 M€ à -114 M€. En revanche, avec une politique moins sévère, le projet n'est pas rentable.

La capture sur la fermentation des deux usines est rentable pour les trois scénarios environnementaux. Cela s'explique par une augmentation des émissions évitées et de faibles

TAB. 1.15 – Résultats VAN - taux d'actualisation public

	Coût (€/tCO <sub>2</sub> évité)	VAN Quinet bas (M€)	VAN Quinet de base (M€)	VAN Quinet de haut (M€)
BAU 1 usine (cas A et B)	x	-92	-100,2	-132
Cas A (Fermentation)	94,7	-104	-106,5	-114 *
Cas B (Fermentation+Combustion)	154,2	-182	-179,8	-169
BAU 2 usines (Cas C et D)	x	-184	-200,4	-264
Cas C (Fermentation)	65,8	-161 *	-165,5 *	-181 *
Cas D (Fermentation+Combustion)	137,6	-309	-304	-283

coûts de stockage. Dans le scénario *Quinet bas*, le projet génère 23 M€, ce qui réduit les pertes de -184 M€ à -161 M€. Dans le scénario *Quinet de base*, les bénéfices sont de 35M€ et les pertes passent de -200,4 M€ à -165,5 M€. Enfin, dans le scénario *Quinet haut*, les bénéfices atteignent 83 M€ (les pertes passent de -264 M€ à -181 M€).

Le projet de capture sur les deux sources d'émissions (cas B et D) n'est jamais rentable, que ce soit sur une ou deux usines, et quelle que soit la politique environnementale. Les coûts de capture importants expliquent ce résultat.

La VAN pour un taux d'actualisation de 8% est étudiée. Le tableau suivant (1.16) reproduit les meilleurs cas présentés plus haut (fermentation seule cas A et C).

Les résultats sont très sensibles au taux d'actualisation. Lorsque le projet est évalué du point de vue de l'industriel, il n'est pas rentable d'installer une technologie de BCSC à la production de bioéthanol. Le seul cas où la VAN est légèrement positive (+6 M€) est celui qui combine une politique environnementale très ambitieuse et la capture sur les deux usines.

TAB. 1.16 – Résultats VAN - taux d'actualisation privé

	VAN Quinet bas (M€)	VAN Quinet de base (M€)	VAN Quinet haut (M€)
BAU 1 usine (cas A et B)	-49	-52,7	-65
Cas A (Fermentation)	-77	-78	-81
BAU 2 usines (Cas C et D)	-98	-105,4	-130
Cas C (Fermentation)	-115	-118	-124 *

A présent, nous étudions l'impact des variations des volumes de production. Une seule usine capable de capturer soit sur la fermentation, soit sur la fermentation et la chaudière à gaz est considérée. Les scénarios étudiés sont ceux présentés dans la section 2 sur la variation des volumes de production.

### 1.3.4 Variation des volumes de production

Les émissions de CO<sub>2</sub> issues de la fermentation vont de 45 000 tonnes à 400 000 tonnes et les volumes de production correspondants de 0,6 à 5 millions d'hectolitres par an (Cf. tableau 1.12 scénarios 1 à 4, p. 52).

– *Quinet de base*

Le tableau suivant (1.17) présente les résultats de la VAN pour les quatre scénarios pour atteindre l'objectif environnemental *Quinet de base*. Ils sont à comparer au cas précédent sur une usine (cas A et B) appelé "cas de base". Les taux d'actualisation utilisés sont de 4% et de 8%.

TAB. 1.17 – VAN pour les scénarios 1 à 4 - *Quinet de base*

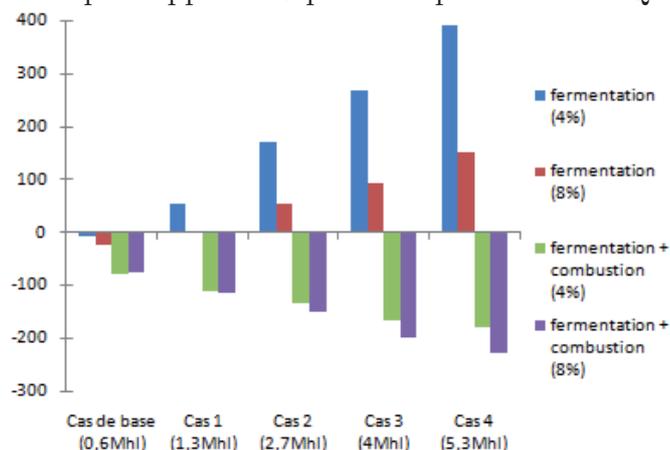
Scénario	Cas de base	1	2	3	4
Ethanol produit	(0,6Mhl/an)	(1,33Mhl/an)	(2,67Mhl/an)	(4Mhl/an)	(5,33Mhl/an)
VAN BAU (M€) actu 4%	-100,2	-222,7	-445,5	-668,2	-890,9
VAN BAU (M€) actu 8%	-52,7	-117,2	-234,4	-351,6	-468,8
VAN Fermentation (M€) actu 4%	-106,5	-167,6 *	-274,4 *	-398,4 *	-499,8 *
VAN Fermentation (M€) actu 8%	-77,9	-115,4 *	-179,7 *	-257,5 *	-315,9 *
VAN Fermentation+ Combustion (M€) actu 4%	-179,8	-355,3	-578,6	-836,1	-1070,8
VAN Fermentation+ Combustion (M€) actu 8%	-128,8	-232,7	-386,2	-551,3	-696,5

Pour l'objectif *Quinet de base*, seule la capture sur la fermentation est rentable et ce à partir du moment où la production d'éthanol excède 1 million d'hectolitres. Néanmoins, pour un taux d'actualisation de 8%, le cas 1 permet seulement d'atteindre le seuil de rentabilité. Les bénéfices deviennent importants lorsque la production excède 2 millions d'hectolitres et lorsque le taux d'actualisation est de 4% (+171 M€ dans le scénario 2; +269,8 M€ dans le scénario 3 et +391,1 M€ dans le scénario 4).

En revanche, la capture sur les deux sources d'émissions n'est jamais rentable avec le scénario de politique environnementale *Quinet de base*. Il n'est donc pas économiquement viable d'obtenir des émissions négatives.

Le graphique suivant (1.10) retrace les bénéfices et les pertes engendrés (par rapport à zéro, formule 1.3) pour atteindre l'objectif *Quinet de base* en fonction des volumes de production dans chaque scénarios.

FIG. 1.10 – VAN par rapport à 0 pour chaque scénario - Quinet de base



– *Quinet haut*

A présent, les mêmes scénarios sont étudiés mais avec l'objectif environnemental *Quinet haut* (tableau 1.18).

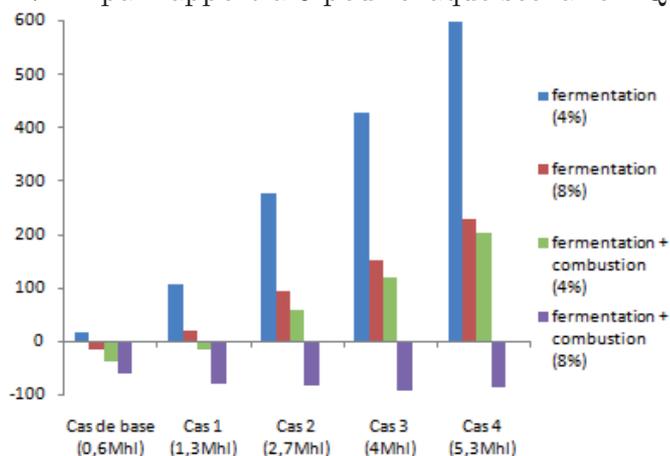
TAB. 1.18 – VAN pour les scénarios 1 à 4 - Quinet haut

Scénario	Cas de base	1	2	3	4
Ethanol produit	(0,6Mhl/an)	(1,33Mhl/an)	(2,67Mhl/an)	(4Mhl/an)	(5,33Mhl/an)
VAN BAU (M€) actu 4%	-132,3	-293,9	-587,8	-881,7	-1175,6
VAN BAU (M€) actu 8%	-64,5	-143,4	-286,8	-430,2	-573,6
VAN Fermentation (M€) actu 4%	-114,9 *	-186,3 *	-311,9 *	-454,7 *	-574,9 *
VAN Fermentation (M€) actu 8%	-81	-122,4 *	-193,5 *	-178,2 *	-343,5 *
VAN Fermentation+ Combustion (M€) actu 4%	-168,6	-310,5	-529 *	-761,8 *	-971,6 *
VAN Fermentation+ Combustion (M€) actu 8%	-124,6	-223,6	-368	-523,9	-660

Quand l'objectif est le *Quinet haut* et que le taux d'actualisation est de 4%, il est très rentable de capturer sur la fermentation. Quand la production excède 1,3 million d'hectolitre, les bénéfices sont supérieurs à 100 M€. Ils atteignent 600 M€ pour une production de plus de 5 millions d'hectolitres.

La capture sur la combustion devient rentable pour un taux d'actualisation de 4% lorsque la production est supérieure à 2,7 millions d'hectolitres. Cependant, les bénéfices sont largement moindres que dans le cas de la capture sur la fermentation uniquement (+58,8 M€). Quand la production excède 5 millions d'hectolitres les bénéfices associés sont de 204 M€. Lorsque le taux d'actualisation est de 8% la capture sur la fermentation et la cogénération n'est jamais rentable même en présence d'une politique environnementale très contraignante. Le graphique 1.11 montre les bénéfices et les pertes engendrés (par rapport à zéro) pour atteindre l'objectif *Quinet haut* dans chaque scénario.

FIG. 1.11 – VAN par rapport à 0 pour chaque scénario - Quinet haut



## 1.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons étudié la faisabilité économique et environnementale d'un projet BCSC appliqué à la production d'éthanol en Région Centre. La littérature empirique s'est penchée sur les différentes applications industrielles de la BCSC et notamment sur le secteur de l'éthanol de canne à sucre dans le cas de larges installations de production brésiliennes. Ainsi, nous analysons si l'application de la BCSC à des distilleries de petites tailles peut être économiquement viable en France. Cette étude met en avant les facteurs clés qui impactent la rentabilité de ce type de projet.

Les installations de production d'éthanol en Europe utilisent majoritairement de l'énergie fossile pour faire fonctionner leur processus de production contrairement aux installations brésiliennes qui utilisent des résidus de canne à sucre. Il en résulte un bilan carbone moins avantageux lorsque la CSC est mise en place.

Les résultats du BCE démontrent la possibilité d'amélioration du bilan-GES lors de la capture sur la fermentation. Les émissions de GES sont réduites de 60% et la consommation d'énergie renouvelable augmente seulement de 4%. La capture sur les deux sources d'émissions (fermentation+combustion) engendre des émissions négatives. Chaque hectolitre d'éthanol produit permet de retirer 6,5 kg de CO<sub>2</sub> de l'atmosphère.

L'application de la CSC à la production de bioéthanol permet de redonner une image plus verte aux biocarburants. La capture sur la fermentation réduit les émissions de GES de 75% et la consommation d'énergie non-renouvelable de 28% par rapport au carburant fossile traditionnel (essence). La capture sur les deux sources d'émissions diminue les émissions de GES de 110% par rapport au carburant fossile.

L'étude économique montre cependant qu'il est coûteux de capturer sur les deux sources d'émissions. En effet, les coûts de capture sur la chaudière à gaz sont élevés. Cette étape représente plus de 50% du coût total (154 €/tCO<sub>2</sub>). La capture sur la fermentation uni-

quement est la solution la plus économiquement intéressante (94 €/tCO<sub>2</sub>). Le flux de CO<sub>2</sub> étant quasiment pur, seule une étape de compression est nécessaire, ce qui réduit largement le coût de la chaîne CSC.

La stratégie de mutualisation du pipeline entre les deux distilleries ne permet pas de réduire de manière significative les coûts de transport car la distance parcourue est faible. En revanche, le doublement des émissions engendre une diminution des coûts de stockage.

Ainsi, l'étude met en évidence l'importance de la taille de l'usine sur la rentabilité du projet grâce à une analyse de sensibilité sur les volumes de production. Les volumes de production sont supposés varier de 600 000 hectolitres (usine d'Artenay) à 5 millions d'hectolitres.

Le coût de la CSC sur la fermentation diminue fortement quand les volumes de production augmentent (environ 40 € pour une production de plus de 2,6 millions d'hectolitres). Le coût de la CSC sur la fermentation et la combustion, quant à lui, reste supérieur à 100 € la tonne de CO<sub>2</sub>. Grâce à une valorisation du CO<sub>2</sub> basée sur le scénario de base du rapport Quinet (2009), les résultats de la VAN montrent que le projet de capture sur la fermentation est toujours rentable quand la production d'éthanol excède 1 million d'hectolitre. Cependant, la capture sur les deux sources d'émissions n'est jamais rentable. Il n'est donc pas économiquement viable d'obtenir des émissions négatives.

Cette étude montre que le développement de la BCSC en France sera possible si et seulement si les émissions négatives sont valorisées. L'analyse de la rentabilité de ce projet a été faite en supposant que chaque tonne de CO<sub>2</sub> évitée était valorisée au prix du carbone. Cependant, à l'heure actuelle, les émissions issues de la biomasse ne sont pas reconnues par le marché européen des permis négociables. La réglementation sur la CSC devra donc évoluer pour prendre en compte les émissions négatives. Une réflexion sur les instruments capables d'inciter au développement de la BCSC est menée dans le chapitre 3.

Les résultats de l'étude plaident pour la mise en œuvre d'une politique environnementale ambitieuse en matière de réduction des émissions. Le signal prix du carbone doit être élevé et crédible sur le long terme pour permettre aux industriels d'investir dans ces technologies. De plus, le taux d'actualisation joue un rôle important dans l'évaluation des choix d'investissement. Lorsque le projet est considéré comme un investissement public (taux d'actualisation de 4%), la capture sur la fermentation engendre de larges bénéfices. De plus, en présence d'une politique environnementale très stricte (*Quinet haut*), la capture sur les deux sources d'émissions devient économiquement rentable quand la production excède 2,7 millions d'hectolitres.

Cette étude de cas nous a permis de démontrer l'intérêt environnemental de l'application de la BCSC à la production d'éthanol en France. Nous souhaitons à présent étendre notre analyse à un niveau mondial et déterminer le rôle que pourrait jouer cette technologie dans un autre secteur propice à son développement : celui de la production d'électricité.

## Bibliographie

ADEME/DIREM. (2002). *Bilan énergétique et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France*, note de synthèse, Ecobilan PricewaterhouseCoopers.

Azar, C., Lindgren, K., Obersteiner, M., Riahi, K., van Vuuren, D., Michel, K., *et al.* (2010). The feasibility of low CO<sub>2</sub> concentration targets and the role of bio-energy with carbon capture and storage (BECCS), *Climatic Change*, vol. 100, n°1, pp. 195-202.

Ballerini, D. (2006). *Les biocarburants : état des lieux, perspectives et enjeux de développement*, Institut Français du Pétrole publication, ed. Technip.

Departe, A. (2010). Étude prospective sur la seconde génération de biocarburants, *Document de travail de la DG trésor n°2010/03*.

CAS (Centre d'Analyse Stratégique). (2009). *La valeur tutélaire du carbone*, Rapport du groupe présidé par Alain Quinet, rapporteur général : Luc Baumstark, La documentation française, Paris.

Commissariat général du Plan (2001). *Transport : choix des investissements et coût des nuisances*, Rapport du groupe de travail présidé par Marcel Boiteux, rapporteur général : Luc Baumstark, La documentation française, Paris.

Commissariat général du Plan (2005). *Le prix du temps et la décision publique*, Rapport du groupe présidé par Daniel Lebègue, rapporteur général : Luc Baumstark, La documentation française, Paris.

Directive 2009/28/CE du parlement européen et du conseil. (2009) sur la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

Directive 2009/29/CE du parlement européen et du conseil. (2009) modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

GIEC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Préparé par le groupe III du GIEC, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

Hektor, E., & Berntsson. (2007). Future CO<sub>2</sub> removal from pulp mills - Process integration consequences, *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 3025-3033.

IEA. (2008). *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2008b). *CO<sub>2</sub> capture and storage : A Key Abatement Option*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2009). *Technology Roadmap : Carbon Capture and Storage*, IEA/OECD, Paris.

Jepma, C. (2008). "Biosphere carbon stock management : addressing the threat of abrupt climate change in the next few decades" by Peter Read, An editorial comment, *Climatic Change*, vol. 87, pp. 343-346.

Jolliet, O., Margni, M., Charles, R., Humbert, S., Payet, J., Rebitzer, G. & Rosenbaum, R. (2003). IMPACT 2002+ : A New Life Cycle Impact Assessment Methodology, *International Journal of LCA*, vol. 8, n°6, pp. 324-330.

JRC, CONCAWE, & EUCAR. (2007). *Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the european context*, disponible à : <http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>.

Le Gallo, Y., & Fillacier, S. (2008). Capture, transport and geological storage of CO<sub>2</sub> from a bioethanol plant, Centre Region, Prefeasibility study : Preliminary injection assessment. [gg/art11/2009-00003](http://gg/art11/2009-00003).

Laude, A., & Ricci, O. (2011). Can Carbon Capture and Storage on small sources be profitable? An application to the ethanol sector, *Energy Procedia*, vol. 4, pp. 2909-2917.

Laude, A., Ricci, O., Bureau, G., Royer-Adnot, J., & Fabbri, A. (2011) CO<sub>2</sub> capture and storage from a bioethanol plant : carbon and energy footprint and economic assessment, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 5, n° 5, pp. 1220-1231.

Lindfeldt, E., & Westermark, M. (2009). Biofuel production with CCS as a strategy for creating a CO<sub>2</sub>-neutral road transport sector, *Energy Procedia*, vol. 1, pp. 4111-4118.

Lindfeldt, E., & Westermark, M. (2008). System study of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) capture in bio-based motor fuel production, *Energy*, vol. 33, n°2, pp. 352-361.

Luckow, P., Wise, M., Dooley, J.J., & Kim, S. (2010). Large-scale utilization of biomass energy and carbon dioxide capture and storage in the transport and electricity sectors under stringent CO<sub>2</sub> concentration limit scenarios, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, pp. 865-877.

Martin, J. (2009). Projet CPER Artenay - Etude du site Artenay - Caractéristiques hydrodynamiques des réservoirs du Dogger et du Trias. Public Report BRGM/RP-57119-FR.

Mathews, J. (2008). Carbon-negative biofuels, *Energy Policy*, vol. 36, pp. 940-945.

McKinsey&Company. (2008). *Carbon Capture & Storage : Assessing the Economics*, rapport de McKinsey&Company.

Möllersten, K., Yan, J., & 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*, vol. 25, n°3, pp. 273-285.

OCDE. (2008). *Evaluation économique des politiques de soutien aux biocarburants*, OCDE, Paris.

Rao, A., Rubi, E., Keith, D., & Morgan, M. (2006). Evaluation of potential cost reductions from improved amine-based CO<sub>2</sub> capture systems, *Energy Policy*, vol. 34, n°18, pp. 3765-3772.

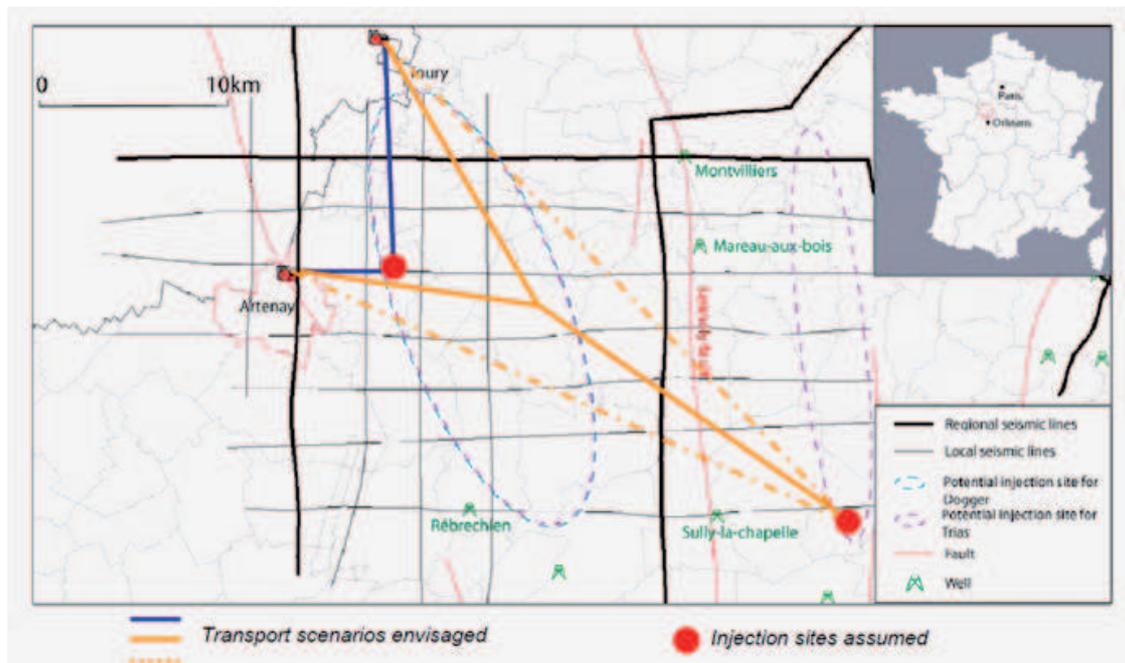
Read, P., & Lermitt, J. (2005). Bio-energy with carbon storage (BECS) : A sequential decision approach to the threat of abrupt climate change, *Energy*, vol. 30, pp. 2654-2671.

Rhodes, J. S., & Keith, D. W. (2008). Biomass with capture : negative emissions within social and environmental constraints : an editorial comment, *Climatic Change*, vol. 87, pp. 321-328.

Rhodes, J., & Keith, D. (2002). Bury, burn or both : a two for one deal on biomass carbon and energy, *Climatic Change*, vol. 54, pp. 375-377.

Annexes du chapitre 1

FIG. 1.13 - Carte distilleries-stockage-mutualisation du transport



Le site de stockage envisagé est le Keuper (point rouge le plus éloigné des distilleries).

La distance entre les deux distilleries Artenay et Toury est de 16 km

TAB. 1.19 – Tableau d'équivalence des GHG avec la méthode d'impact et la méthode ADEME/DIREM

GES	Impact 2002+	ADEME/DIREM
	KgCO <sub>2</sub> éq / kg impact	
Dioxyde de carbone CO <sub>2</sub>	1	1
Protoxyde d'azote N <sub>2</sub> O	150	296
Méthane CH <sub>4</sub>	7	23

TAB. 1.20 – Tableau d'équivalence des ENR avec la méthode d'impact

ENR	MJ/kg
Gaz naturel	40,3
Lignite	1509,9
Charbon	719,1
Uranium	57560000
Fuel lourds	45,8

## Chapitre 2

# Le rôle global et régional de la BCSC : une application à la production d'électricité

La littérature empirique montre que la capture et le stockage du CO<sub>2</sub> dans le secteur des bioénergies (BCSC) pourrait jouer un rôle important dans le mix énergétique futur (Azar *et al.*, 2006, 2010 ; Luckow *et al.*, 2010 ; van Vuuren *et al.*, 2007). En effet, cette technologie permettrait d'atteindre des objectifs environnementaux très ambitieux à moindre coût. Différentes voies de conversion de la biomasse en bioénergies pourraient être équipées d'une chaîne de capture et de stockage du CO<sub>2</sub> (CSC). Les productions de biocarburants, d'hydrogène et d'électricité sont, ainsi, particulièrement adaptées à cette technologie.

Le premier chapitre était essentiellement centré sur les biocarburants. Ce deuxième chapitre vient compléter le premier en proposant une analyse du secteur de l'électricité. En effet, ce dernier est actuellement responsable de 32% de la demande mondiale d'énergie fossile et de 41% des émissions énergétiques. Ainsi, l'Agence Internationale de l'Energie prédit une utilisation prépondérante de la CSC au niveau des centrales électriques (IEA, 2008b).

Le potentiel mondial et régional des technologies de CSC et de BCSC dans le secteur de la production d'électricité est étudié à l'aide d'un modèle de prospective énergétique. La majorité des études réalisées évaluent le potentiel mondial de ces technologies et supposent un scénario commun de politique environnementale. Le potentiel régional n'est donc pas pris en compte. Pourtant, une telle approche permet de prendre en considération les disparités nationales en termes d'objectifs de réduction des GES.

Pour ce faire, des scénarios de réduction d'émissions basés sur les engagements pris par les pays à Copenhague sont établis. Cette étude régionale permet de mettre en évidence les lieux où la CSC et la BCSC vont essentiellement se développer dans le secteur de l'électricité. En effet, le développement de cette technologie dépend fortement de la disponibilité de la ressource biomasse et des capacités de stockage. Ces deux facteurs n'étant pas répartis de façon homogène sur l'ensemble de la planète une étude régionale s'impose.

Ce deuxième chapitre s'articule en deux sections.

La première section présente la littérature empirique sur le potentiel global de la BCSC. Un panorama des différentes technologies de conversion de la biomasse en électricité y est dressé. Puis, les principaux résultats des études sur le rôle économique de la BCSC en tant que stratégie de lutte contre le changement climatique sont décrits.

La deuxième section propose d'introduire la chaîne CSC au secteur bioélectrique dans un modèle d'évaluation intégré (TIAM-FR). Ce modèle *bottom-up* d'optimisation développé par l'ETSAP (*Energy Technology Systems Analysis Program*) en 2008, est utilisé pour les exercices de prospective énergétique de long terme. Il est décomposé en 15 régions, optimisant l'offre d'énergie. Il nous permet d'évaluer les effets des engagements de Copenhague sur l'évolution du mix énergétique et sur le développement de la CSC et de la BCSC. Ce travail a été effectué en collaboration avec Sandrine Selosse, ingénieur de recherche au Centre de Mathématiques Appliquées des MINES ParisTech.

## 2.1 Revue de la littérature empirique sur le rôle de la BCSC

### 2.1.1 Les applications sectorielles de la CSC

Pour estimer le potentiel de la CSC dans la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, l'AIE décrit deux scénarios de réduction des émissions d'ici 2050, appelés "ACT" et "Blue map" (IEA, 2008b). Le scénario "ACT" envisage de ramener les émissions de CO<sub>2</sub> en 2050 à leur niveau de 2005 avec une incitation financière de 50 \$/tCO<sub>2</sub> à partir de 2030. Le scénario "Blue map" a pour objectif de réduire de 50% les émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2050 par rapport à leur niveau de 2005 avec une incitation de 200 \$/tCO<sub>2</sub> à partir de 2030. Ce dernier scénario est compatible avec les objectifs du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) qui consistent à maintenir l'augmentation des températures au dessous du seuil de 2°C – 2,4°C.

Dans le scénario "ACT", 14% des réductions d'émissions proviennent de l'application de la CSC aux secteurs de l'énergie et de l'industrie. Dans le scénario "Blue map", ces réductions représentent 19%. Dans les deux scénarios, la CSC s'applique majoritairement au secteur de l'électricité (à hauteur de 68% dans le scénario "ACT" et de 54% dans le scénario "Blue map").

En 2050, la CSC contribue à 21% de la réduction des émissions du secteur électrique dans le scénario "ACT" et à 26% dans le scénario "Blue map".

Les coûts de réduction des émissions dans ces secteurs varient fortement en fonction des types d'installations et des volumes traités. Il est cependant possible de donner un ordre de grandeur. Les chiffres proviennent de l'AIE (2008b). Le coût en 2010 de la chaîne CSC est exprimé en dollars par tonne de CO<sub>2</sub> évitée.

Dans le secteur de la production d'électricité, la CSC augmente le coût de l'installation d'environ 50% à 100%. Le coût de la CSC pour une centrale à charbon se situe entre 60 et 75 \$/tCO<sub>2</sub> évitée et pour une centrale à gaz entre 60 et 110 \$/tCO<sub>2</sub>. Dans le secteur de la

cimenterie et de la sidérurgie, les coûts sont respectivement compris entre 75 et 100 \$/tCO<sub>2</sub> évitée et entre 40 et 50 \$/tCO<sub>2</sub> évitée<sup>1</sup>.

Les activités industrielles utilisant de la biomasse (bioéthanol, bioénergie) sont aussi considérées comme des sources fixes émettant des quantités importantes de CO<sub>2</sub>. En 2006, environ 19 exajoules (EJ)<sup>2</sup> proviennent de la transformation de biomasse en électricité, en chaleur et en biocarburants (IEA, 2008). D'après le GIEC, le contenu en carbone de la biomasse est de 111<sup>106</sup> tCO<sub>2</sub>/EJ. Cela correspond à environ 2146 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> issues de la biomasse en 2006. D'après Luckow *et al.* (2010), 46% de la CSC développée d'ici la fin du siècle s'appliquerait aux bioénergies. Grâce à leur modèle MESSAGE et en se basant sur le scénario des émissions B1<sup>3</sup> du GIEC (2000), Riahi *et al.* (2007) montrent que la BCSC pourrait réduire les émissions d'environ 370 GtCO<sub>2</sub> d'ici 2100.

L'utilisation de la biomasse dans le secteur de l'électricité augmente de 2,5% par an (GIEC, 2005). Il existe plusieurs procédés de conversion de la biomasse en électricité tels que la combustion et la gazéification. Trois technologies de conversion pouvant être équipées d'une technologie de CSC sont détaillées.

Tout d'abord, la CSC peut s'appliquer à une chaudière traditionnelle utilisant de la biomasse combinée à de l'énergie fossile comme le charbon par exemple<sup>4</sup>. La combustion génère de la vapeur utilisée pour alimenter une turbine qui produit de l'électricité. La part de la biomasse dans cette co-combustion peut aller de 15% à 30%.

Ensuite, la production d'électricité peut également être réalisée à partir d'une chaudière qui fonctionne à 100% à la biomasse. Ces chaudières sont dites "à lit fluidisé" car elles contiennent un lit de sable qui facilite la combustion. La technologie de capture envisagée

---

<sup>1</sup>Pour une étude détaillée des coûts de capture-transport-stockage sur une centrale à charbon pour les différentes phases de développement de la technologie se référer à McKinsey&Company (2008).

<sup>2</sup>1 Exajoules (EJ) = 10<sup>18</sup> Joules (J) = 10<sup>9</sup> Gigajoules (GJ).

<sup>3</sup>Le scénario B1 est un scénario drastique de réduction d'émissions d'ici 2100. Il prévoit un pic d'émissions en 2050 à 37 GtCO<sub>2</sub> puis ces émissions doivent largement diminuer pour atteindre 18 GtCO<sub>2</sub> en 2100.

<sup>4</sup>Ce procédé est appelé en anglais "co-firing".

pour ces deux procédés de combustion est la post-combustion.

Enfin, la précombustion est adaptée aux centrales qui gazéifient la matière première (soit le charbon, soit la biomasse) en cycle combiné. Cette gazéification convertit la matière solide en un gaz de synthèse composé principalement de monoxyde de carbone (CO) et de dihydrogène (H<sub>2</sub>). Le CO réagit avec l'eau pour produire du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) et du H<sub>2</sub>. Le CO<sub>2</sub> est ainsi capturé et le H<sub>2</sub> est acheminé vers une turbine à gaz pour produire de l'électricité. Cette technologie peut s'appliquer aux deux ressources ou uniquement à la ressource biomasse. Cependant, le coût du kWh en sortie d'une centrale 100% biomasse (BIGCC) est plus élevé qu'une centrale au charbon. L'ajout d'une chaîne CSC multiplie par deux le prix du kWh issu de la centrale biomasse (Audus et Freund, 2004). Le tableau 2.1 présente les principales voies de conversion de la biomasse en bioélectricité.

TAB. 2.1 – Procédés de conversion de la biomasse en électricité

Technologies de conversion	Type de biomasse	Technologie de capture
	Electricité	
Centrale à charbon pulvérisé avec co-combustion de biomasse (PC)	Cultures dédiées, résidus agricoles et forestiers (15 à 30%)	Post-combustion
Centrale biomasse à lit fluidisé (CFB)	Cultures dédiées, résidus agricoles et forestiers (100%)	Post-combustion
Centrale à gazéification de biomasse intégrée à un cycle combinée (BIGCC)	Cultures dédiées, résidus agricoles, forestiers et industriels (100%)	Pré-combustion

L'application de la CSC à la biomasse a donné lieu à plusieurs études empiriques sur son rôle économique en tant que mesure d'atténuation du changement climatique.

### 2.1.2 Le rôle économique de la BCSC pour atteindre des objectifs environnementaux ambitieux

Des études récentes montrent que la BCSC représente une stratégie de réduction des émissions efficace économiquement pour lutter contre le changement climatique, spécialement lorsque les objectifs sont ambitieux (Azar *et al.*, 2006 ; Azar *et al.*, 2010 ; Read and Lermitt, 2005 ; Riahi *et al.*, 2007 ; van Vuuren *et al.*, 2007). Le débat scientifique porte sur les niveaux de stabilisation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère qu'il faudrait atteindre d'ici la fin du siècle (350 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub><sup>5</sup>, 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>, 550 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>) afin d'empêcher toutes perturbations dangereuses du système climatique.

Grâce à des modèles de prospective énergétique, ces études évaluent l'impact de l'introduction de la BCSC dans le mix énergétique à l'horizon 2100. Les principales études sur cette thématique sont présentées.

Azar *et al.* (2006) analysent le potentiel de la CSC appliquée aux énergies fossiles et à la biomasse pour atteindre des objectifs contraignants de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> dans les productions d'électricité et d'hydrogène. Leur démarche consiste à évaluer le coût de ces technologies, puis à déterminer le coût de stabilisation de la concentration atmosphérique à 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub> et à 350 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub> compte tenu de la disponibilité de la CSC et de la BCSC. Le modèle utilisé, GET 5.0, est un modèle énergétique-économique de programmation linéaire.

Les auteurs arrivent à la conclusion selon laquelle l'introduction de la CSC réduit le coût d'atténuation du climat (comparé au cas où cette dernière n'est pas développée). Ce coût passe ainsi de 26 à 13 milliards de dollars pour revenir à un objectif de 350 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub> et de 4,3 à 2,6 milliards de dollars pour atteindre l'objectif de 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Avec le développement de la BCSC, le coût d'atténuation pour atteindre l'objectif de 350 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub> passerait de 13 à 6,1 Md de dollars. Ainsi, les auteurs montrent que le développement de la BCSC dans ces secteurs énergétiques permettrait d'atteindre des objectifs de réduction d'émissions très

---

<sup>5</sup>Le niveau de concentration s'exprime soit en ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> (les autres GES sont pris en compte) soit seulement en ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Dans ce dernier cas, seules les émissions de CO<sub>2</sub> sont considérées (Cf. tableau d'équivalence en introduction).

ambitieux (350 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>, 300 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub><sup>6</sup>).

Le modèle IMAGE/FAIR/TIMER (van Vuuren *et al.*, 2007) offre un large portfolio de solutions de dépollution telles que la CSC, l'hydrogène, l'efficacité énergétique, la reforestation, le nucléaire, le solaire, l'éolien, les bioénergies et les bioénergies avec CSC. Les auteurs cherchent à identifier les stratégies de dépollution les moins coûteuses pour atteindre des cibles de concentration de 650, 550 et 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>.

Ils utilisent une combinaison de plusieurs modèles : le modèle d'évaluation intégrée IMAGE2, le modèle énergétique TIMER et le modèle climatique FAIR-SiMCAp. Le modèle IMAGE2 donne une représentation explicite de l'utilisation des terres et des changements d'affectation des sols. Le modèle FAIR-SiMCAp permet de reconstituer le cycle naturel du carbone. Enfin, le modèle TIMER est un modèle dynamique de long terme qui décrit l'évolution du mix énergétique compte tenu du progrès technique, du rythme d'extraction des ressources non renouvelables et des coûts associés aux technologies de dépollution. Les substitutions entre énergies fossiles et énergies neutres en carbone ainsi que l'investissement dans les technologies de dépollution telles que la CSC, interviennent dans le modèle grâce à l'instauration d'un signal prix (permis ou taxe carbone).

La CSC à partir d'énergie fossile apparaît comme une solution essentielle pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Elle contribue à 30%-40% des réductions d'émissions dans le secteur de l'énergie et à 25% des réductions d'émissions totales. Quand le scénario 650 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> est mis en œuvre, 580 GtCO<sub>2</sub> sont capturés sur la période 2020-2100, soit environ 7 GtCO<sub>2</sub> par an. Quand les scénarios sont plus contraignants, 550 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> et 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>, 917 GtCO<sub>2</sub> et 1100 GtCO<sub>2</sub> sont capturés respectivement d'ici 2100. La capacité mondiale de stockage prise en compte par leur modèle est d'environ 3670 GtCO<sub>2</sub>.

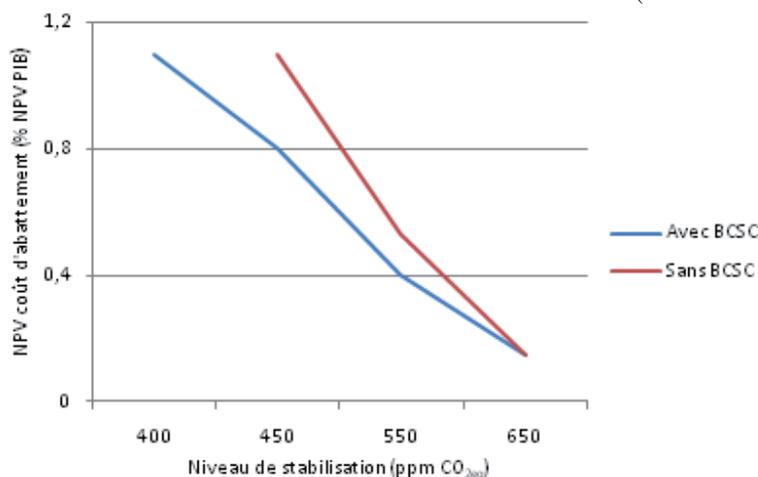
Les bioénergies prennent une place importante dans le mix énergétique de 2100. Dans le scénario 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> cela représente environ 350 EJ.

---

<sup>6</sup>Pour des objectifs de réduction importants les émissions négatives provenant de la CSC à partir de biomasse sont valorisées.

Les auteurs étudient également un scénario plus ambitieux (400 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>). La technologie de BCSC est alors introduite pour évaluer ses potentialités relativement au nouvel objectif, mais aussi pour en estimer le coût de stabilisation de la concentration. Ils montrent que l'objectif 400 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub> peut être atteint grâce à la BCSC pour un coût de stabilisation de la concentration similaire à celui de l'objectif 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>. De plus, lorsque la technologie est disponible, elle permet de réduire le coût pour chaque niveau de concentration (figure 2.1).

FIG. 2.1 – BCSC-Potentiel de réduction du coût d'abattement (*van Vuuren et al., 2007*)



Grâce à une approche en équilibre partiel, Read et Lermitt (2005) montrent qu'avec un développement maximum des énergies issues de la biomasse ainsi qu'une politique incitant largement au développement de la CSC, la concentration atmosphérique en CO<sub>2</sub> pourrait revenir à un niveau de 280 ppm d'ici 2060.

Ces résultats sont cependant à prendre avec précaution. En effet, l'une des critiques faite à l'étude de Read et Lermitt est celle qui concerne la disponibilité des terres. Un large développement de la BCSC serait contraint par la limitation de ces ressources (Jepma, 2008, Rhodes et Keith, 2008).

Azar *et al.* (2010) proposent une synthèse des analyses sur le potentiel de la BCSC. Ils comparent les résultats fournis par les trois modèles GET, IMAGE/FAIR/TIMER et MESSAGE. Les scénarios de stabilisation proposés considèrent une contrainte allant de 300 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub> à 600 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Les auteurs évaluent le coût de stabilisation pour chacun des objectifs lorsque tout d'abord la CSC n'est pas développée. Puis, lorsqu'elle est développée et s'applique uniquement aux ressources fossiles. Enfin, lorsqu'elle est développée et s'applique aux ressources fossiles et à la biomasse. Les coûts d'atténuation sont les dépenses additionnelles nettes actualisées par rapport au scénario de référence sur la période 2000-2100 pour un taux d'actualisation de 5%. Le BAU est le scénario B2 du GIEC sur les émissions<sup>7</sup>(GIEC, 2000).

Les conclusions principales des auteurs sont les suivantes : tout d'abord, la CSC réduit le coût d'atténuation du climat lorsque l'objectif environnemental est inférieur à 550 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>. La BCSC joue également un rôle important pour des objectifs plus ambitieux (en dessous du seuil de 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>). Enfin, pour des objectifs compris entre 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub> et 550 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>, l'introduction de la BCSC dans le mix énergétique n'a quasiment aucune influence sur le coût d'atténuation.<sup>8</sup> Les émissions négatives deviennent donc intéressantes seulement lorsque les objectifs de réduction d'émissions sont ambitieux.

Une des difficultés majeures qui apparaît dans l'évaluation du potentiel de la BCSC dans la réduction des émissions est la disponibilité de la ressource biomasse. Ce point est étudié dans le paragraphe suivant.

### **2.1.3 La disponibilité de la ressource biomasse**

La biomasse valorisable en énergie peut être de nature très diverse. Il existe principalement trois grandes catégories de cette ressource (IFP, 2010).

La première catégorie regroupe les cultures énergétiques utilisées pour la production de

---

<sup>7</sup>Le scénario B2 prédit une augmentation des émissions de CO<sub>2</sub> jusqu'en 2100 (33 GtCO<sub>2</sub> en 2020, 41 GtCO<sub>2</sub> en 2050 et 50 GtCO<sub>2</sub> en 2100).

<sup>8</sup>Cela à l'exception du modèle IMAGE/FAIR/TIMER qui considère que la BCSC est moins coûteuse à partir de 500ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>

biocarburants de première génération. Ce sont les cultures de plantes sucrières et oléagineuses telles que la canne à sucre, le maïs, la betterave, le colza, le tournesol, le soja, etc. De nouvelles espèces oléagineuses sont envisagées (le jatropha, la caméline et le cynara) de manière à enrayer la compétition entre les usages alimentaires et énergétiques.

La deuxième catégorie comprend les résidus des activités agricoles, forestières et industrielles. Il existe une quantité importante de sous-produits et de déchets non recyclables pouvant être utilisés pour la production de bioénergies. Les résidus de scierie, les rémanents sylvicoles ou encore la paille peuvent être exploités pour la production de biocarburants de deuxième génération et pour la production de chaleur et d'électricité (IFP, 2010).

Enfin, les cultures énergétiques dédiées de lignocellulose telles que le triticale, le sorgho, le miscanthus, le switchgrass et la canne de provence constituent une troisième catégorie de ressource. Ces espèces ont l'avantage d'avoir de très bons rendements énergétiques et d'être peu gourmandes en eau et en engrais.

Ces catégories de ressources sont utilisées pour estimer le potentiel de biomasse.

Il existe des disparités importantes entre les modèles pour évaluer la contribution de la biomasse à l'offre énergétique sur le long terme. En 2050, cette contribution varie de 50 à 400 EJ par an selon les études (Berndes *et al.*, 2003). Ces divergences proviennent principalement des hypothèses sur les rendements énergétiques des cultures et sur les quantités de surfaces disponibles. De plus, il est difficile d'estimer les quantités de biomasse lignocellulosique issues de la production agricole et forestière.

Ces divergences peuvent aussi être liées à la méthode d'estimation de ce potentiel. Certaines études se focalisent sur l'offre et estiment un potentiel de ressource "physique". D'autres se placent du côté de la demande et estiment un potentiel "économique".

Les premières déterminent la quantité maximale de biomasse qui peut être utilisée pour les bioénergies, tout en prenant en considération la compétition entre les différents usages de la ressource. Un inventaire de la biomasse disponible pour les bioénergies est ainsi effectué. Après avoir exclu les surfaces dédiées à l'alimentation et aux activités forestières,

les études comptabilisent les surfaces restantes pour les cultures énergétiques ainsi que la biomasse lignocellulosique (Fischer et Schrattenholzer, 2001 ; Yamamoto *et al.*, 1999).

Les études qui se placent du côté de la demande estiment un potentiel économique basé sur la compétitivité des technologies utilisant de la biomasse (bioélectricité-biocarburants), et ce, relativement aux autres technologies de dépollution (IPCC, 2000, Nakicenovic *et al.*, 1998 ; William, 1995).

Dans les trois modèles présentés par Azar *et al.* (2010), le potentiel est estimé entre 200 et 400 EJ par an sur la période 2050-2100. Cela représente environ 40% de l'offre énergétique totale. Cette biomasse provient en partie des résidus agricoles et forestiers (80-100 EJ par an) mais également des cultures dédiées. Le besoin en terres est donc conséquent. Supposons un rendement énergétique moyen à l'hectare de 200 GJ par an. Dans ce cas, pour produire 100 EJ, 500 millions d'hectares de terres devront être sollicités pour les cultures dédiées. Dans le modèle GET, le potentiel maximum de biomasse en 2100 est supposé égal à 200 EJ (Azar *et al.*, 2006, 2010).

Luckow *et al.* (2010) considèrent un potentiel de l'ordre de 120-160 EJ par an en 2050 et de 200-250 EJ par an en 2100. Leur modèle intégré CGAM est un modèle énergétique et agricole. Il prend en compte les émissions liées au changement d'affectation des sols. La concurrence entre les cultures alimentaires et les cultures énergétiques est modélisée de manière endogène.

En revanche, dans leur modèle IMAGE/FAIR/TIMER, van Vuuren *et al.* (2007) estiment plutôt ce potentiel à 400 EJ par an d'ici 2100. Le tableau suivant (2.2) présente les résultats obtenus par ces différentes études.

TAB. 2.2 – Estimation du potentiel de biomasse selon différentes études

Etudes sources	Production de biomasse (EJ/an)	Horizon temporel
Azar et al (2006)	200	2100
Van Vuuren et al (2007)	400	2100
Luckow et al (2010)	200-250	2100
Fischer et Schrattenholzer (2001)	450	2050
IPCC, SRES (2000)	120	2100
Yamamoto et al (1999)	260	2100
Nakicenovic et al (1998)	170-250	2100
William (1995)	170-180	2050

La BCSC pourrait jouer un rôle important dans certains pays dotés de vastes ressources en biomasse. Son application à l'industrie papetière en Suède réduirait ses émissions d'au moins 16% par rapport à leur niveau de 1990 (Möllersten *et al.*, 2003). De plus, ce secteur est largement émetteur de CO<sub>2</sub>. Hektor et Berntsson (2007) montrent que 330 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> pourraient être capturées d'ici 2025 pour un coût allant de 30 à 50 \$/tCO<sub>2</sub> dans ce secteur.

Luckow *et al.* (2010) établissent un scénario de stabilisation de la concentration atmosphérique en CO<sub>2</sub> à 400ppm d'ici la fin du siècle et présentent la production de biomasse correspondante par région. Le prix du carbone croît de manière exponentielle sur la période 2005-2095, ce qui accroît la compétitivité des cultures de biomasse dédiées à partir de 2035. La quantité de biomasse produite passe de 120-160 EJ par an en 2050 à 200-250 EJ par an en 2095. Cette ressource est essentiellement produite dans les pays en développement (à environ 80%). En 2095, la production de biomasse est d'environ 50 EJ en Chine, 40 EJ en Inde, 35 EJ en Asie du Sud-est, 35 EJ en Afrique et 30 EJ en Amérique Latine contre seulement 15 EJ en Europe de l'Ouest. Nous pouvons donc supposer que le potentiel de développement de la BCSC dans ces régions est important.

## 2.2 L'évaluation du potentiel de la BCSC dans le secteur électrique grâce au modèle TIAM-FR

### 2.2.1 Description du modèle

Le modèle TIAM-FR est la version française du modèle ETSAP-TIAM<sup>9</sup>. Ce modèle d'optimisation énergétique intégrée a été développé par l'ETSAP en 2006-2008. Ce type de modélisation permet de faire de la prospective énergétique sur le long terme mais n'a pas pour ambition de prévoir le futur. Il permet d'examiner, compte tenu des hypothèses macroéconomiques et technologiques retenues, les conséquences de la mise en place d'une politique environnementale sur le besoin en énergie primaire, l'évolution des technologies, la composition du mix électrique, la réduction des émissions, etc. Ainsi, l'objectif est de décrire de manière cohérente l'évolution du mix énergétique pour une période donnée compte tenu des scénarios environnementaux que nous souhaitons analyser.

TIAM-FR est un modèle énergétique mondial décomposé en quinze régions (tableau 2.3). Pour chaque région du monde, le modèle retranscrit de manière détaillée le fonctionnement du système énergétique dans sa globalité, de l'extraction des ressources primaires jusqu'à la consommation finale, au moyen de milliers de technologies actuelles et futures (Cf. figure 2.11, annexe, p. 112).

Le modèle configure le système énergétique sur une période de temps définie en minimisant le coût total escompté (ou en maximisant le surplus net global) tout en respectant les contraintes mises en place par le modélisateur.

Les scénarios exogènes du modèle TIAM-FR, sur lesquels nous pouvons intervenir, concernent l'évolution de la demande énergétique, la disponibilité des ressources énergétiques, la mise en place des politiques environnementales et les hypothèses technologiques.

Les déterminants de la demande énergétique tels que l'évolution démographique, le taux de croissance du produit intérieur brut et la progression des secteurs de la demande

---

<sup>9</sup>ETSAP : Energy Technology Systems Analysis Program.

TAB. 2.3 – Régions dans le modèle TIAM-FR

Acronymes	Régions
AFR	Afrique
AUS	Australie-NZ
CAN	Canada
CHI	Chine
CSA	Amérique Sud et Centrale
EEU	Europe de l'Est
FSU	Ex Union Soviétique
IND	Inde
JPN	Japon
MEA	Moyen-Orient
MEX	Mexique
ODA	Asie Sud-Est
SKO	Corée du Sud
USA	Etats-Unis
WEU	Europe de l'Ouest

proviennent principalement de l'AIE. Le dernier calibrage du modèle se base sur les données de l'ETP (Energy Technology Perspectives) 2010. Les données macroéconomiques et les tendances d'évolution des principaux secteurs jusqu'en 2050 sont retranscrites en annexe (pp. 113-116).

Des scénarios peuvent être effectués sur les courbes d'offre des énergies primaires. Il est possible de déterminer annuellement le potentiel de chaque ressource (taux d'extraction annuel d'une ressource fossile) ou de manière cumulée sur la période étudiée. Les capacités de stockage dans les formations géologiques sont définies en fonction des régions du monde de manière à rendre compte de la réalité.

Plusieurs types de scénarios de politique environnementale peuvent être introduits : le choix d'une combinaison technologique (par exemple atteindre 20% d'énergie renouvelable en 2020), des objectifs de réduction d'émissions ou encore des plafonds de concentration atmosphérique. La politique environnementale peut être globale ou différenciée selon les

régions du monde.

Les technologies disponibles sont renseignées dans le modèle. Les paramètres techniques et économiques lors de la transformation des énergies primaires en énergies secondaires sont définis.

L'objectif de cette étude est d'introduire la CSC sur les technologies capables de convertir de la biomasse en électricité. Ce point est développé dans la sous-section suivante.

### **2.2.2 La prise en compte de la BCSC dans le modèle**

Nous partons des technologies de conversion de biomasse en bioénergies existantes dans le modèle puis nous y ajoutons une technologie de capture. Les nouvelles technologies sont ensuite raccordées aux options de stockage déjà renseignées. Les coûts de transport sont définis en fonction des régions et des sites de stockage auxquels ils sont reliés.

Dans le secteur de l'électricité deux technologies sont retenues : la gazéification de la biomasse (capture pré-combustion) et la combustion de la biomasse (capture post-combustion). Ces deux types de centrales fonctionnent uniquement à la biomasse. La biomasse introduite peut être solide (bois) ou issue de cultures énergétiques.

Deux autres technologies sont créées : une de co-combustion et une de co-gazéification qui utilisent un mélange de charbon et de biomasse. Cette dernière est présente à hauteur de 20%.

Pour chaque technologie les paramètres économiques tels que le coût d'investissement, les coûts d'opération et de maintenance, la durée de vie de la technologie et la date à laquelle elle sera développée doivent être renseignés. Certaines données relatives à l'efficacité du procédé et aux émissions évitées doivent aussi être apportées.

Dans le cas des technologies de BCSC, les émissions sont comptabilisées comme négatives. Ainsi, les quantités d'émissions pour chaque unité d'intrant utilisé doivent être déterminées.

Les technologies de BCSC et les principaux paramètres sont détaillés dans le tableau

suivant (2.4). Les données concernant les coûts de transport et de stockage ainsi que les contraintes sur le potentiel de stockage par régions sont répertoriées en annexe (pp. 116-117).

TAB. 2.4 – Technologies introduites dans le modèle TIAM-FR

Technologies	Inputs	Technologie de capture	Année	CAPEX <sub>2010</sub> (\$/kWe)	OPEX <sub>2010</sub> (\$/kWe/a)
Centrale biomasse combustion	solide, culture (100%)		2010	1700	63
Centrale biomasse combustion +CSC	solide, culture (100%)	Post-combustion	2020	2125	63
Centrale biomasse gazéification	solide, cultures (100%)		2010	2000	79
Centrale biomasse gazéification+CSC	solide, cultures (100%)	Pré-combustion	2020	2420	79
Centrale co-combustion	Bio (20%) + charbon		2010	1300	52
Centrale co-combustion+CSC	Bio (20%) + charbon	Post-combustion	2020	1650	64
Centrale co-gazéification	Bio (20%) + charbon		2010	1450	58
Centrale co-gazéification	Bio (20%) + charbon	Pré-combustion	2020	1800	70

### 2.2.3 Les scénarios de politique environnementale

La plupart des études de prospective énergétique, détaillées dans la première section, privilégient des approches mondiales et des scénarios globaux de réduction d'émissions. Il s'agit d'une situation économiquement idéale où tous les pays sont supposés s'engager dans la lutte contre le changement climatique. Ainsi, de la contrainte environnementale commune émane un prix du carbone unique qui permet de minimiser le coût de réduction des émissions. Cependant, la réalité est plus complexe. L'échec des négociations internationales sur ces questions met en exergue les difficultés des nations à s'entendre sur des objectifs chiffrés de réduction des émissions.

Grâce au modèle TIAM-FR, il est possible de conduire une étude régionale détaillée. Il nous semble donc plus judicieux de différencier les politiques environnementales compte tenu des engagements pris par les pays depuis le sommet de Copenhague en 2009 comme le préconise Selosse *et al.* (2010). De plus, l'étude de Dellink *et al.* (2010), sur l'évaluation de ces engagements, a montré que les objectifs de réduction d'émissions annoncés par les pays n'étaient pas suffisamment ambitieux pour limiter le risque d'un changement climatique supérieur à 2°C. Ainsi, nous souhaitons également enrichir la discussion sur cette question. La démarche que nous adoptons permet d'apporter des éléments de réponse aux deux questions suivantes :

- Les engagements nationaux sont-ils suffisamment contraignants pour limiter l'augmentation globale des températures à 2°C-2,4°C ?
- Quels sont les effets de ces engagements sur le mix électrique futur et sur le développement des technologies de CSC ?

Les scénarios étudiés sont présentés ci-dessous :

- *Scénario BAU* : le scénario BAU (Business as usual) correspond à la situation où aucune politique environnementale n'est mise en place. Il s'agit d'un scénario tendanciel.
- *Scénario S1* : le premier scénario environnemental (S1) se base sur les objectifs que se sont fixés les pays pour 2020 à Copenhague. Il implique les pays industrialisés, la Chine et l'Inde. En 2050, les objectifs annoncés par les pays industrialisés sont pris en compte. En revanche, l'Inde et la Chine n'ont pas pris d'engagement pour 2050. Des scénarios de réduction de 10% d'émissions sont donc envisagés pour ces deux pays. Le tableau 2.5 retrace les objectifs de réduction des émissions en 2020 et en 2050 pour ces principales régions. Dans ce scénario S1, les pays en développement ne sont pas contraints par la politique environnementale.

TAB. 2.5 – Objectifs Copenhague 2020, hypothèses 2050

Région	Année de référence	Année de l'objectif	Objectif	Type de réduction
WEU-EEU	1990	2020 2050	20% 80%	Réduction d'émission
USA	2005	2020 2050	17% 83%	Réduction d'émission
AUS	2000	2020 2050	5% 80%	Réduction d'émission
CAN	2005	2020 2050	17% 83%	Réduction d'émission
JPN	1990	2020 2050	25% 80%	Réduction d'émission
CHI	2005	2020 2050	40% 10%	CO <sub>2</sub> intensité* Réduc. émi.
IND	2005	2020 2050	20% 10%	CO <sub>2</sub> intensité* Réduc. émi.

Note :\* En 2020, la Chine et l'Inde s'engagent à réduire leur intensité CO<sub>2</sub> par rapport à leur PIB

- *Scénario S2* : le deuxième scénario prend en compte les disparités régionales mais ajoute une contrainte globale qui consiste à réduire les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> de 50% en 2050 par rapport à l'année de référence 2000. Cet objectif est conforme à la volonté de maintenir l'augmentation globale des températures sous le seuil des 2°C-2,4°C. Le modèle est renseigné d'une part, avec les objectifs de Copenhague en 2020 pour les pays industrialisés et d'autre part, avec la contrainte globale. Tous les pays sont supposés s'engager dans ces réductions d'émissions, y compris les pays en développement. Le modèle minimise le coût de la contrainte globale en calculant les objectifs par régions qu'il faudrait se fixer en 2020 pour les pays en transition (Inde et Chine) et les pays en développement et en 2050 pour toutes les régions.

Le graphique 2.2 reporte les efforts de réduction des émissions dans les deux scénarios par rapport au scénario "Business as usual". Dans les scénarios 1 et 2, les émissions mon-

diales devraient diminuer respectivement de 1,3 Gt et de 5,3 Gt en 2020 et de 21 Gt et 29,5 Gt en 2050 par rapport au BAU.

L'évolution de la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> correspondant aux deux scénarios environnementaux est présentée dans le graphique 2.3.

Les engagements pris par les Etats dans le scénario S1 ne permettent pas de réduire drastiquement les émissions. La concentration atmosphérique passe de 380 ppm<sub>CO2</sub> en 2005 à 425 ppm<sub>CO2</sub> en 2050. Selon le GIEC (Cf. tableau 1.1, p. 38) cela représente une hausse des températures supérieure à 2,4°C. Nos résultats rejoignent, ainsi, les conclusions des travaux de Dellink *et al.* (2010). Pour atteindre l'objectif global des 2°C–2,4°C les pays en développement doivent donc participer à l'effort de réduction des émissions. Le scénario S2 permet de stabiliser la concentration à 400 ppm<sub>CO2</sub>.

FIG. 2.2 – Evolution des émissions de CO<sub>2</sub> (Gt)

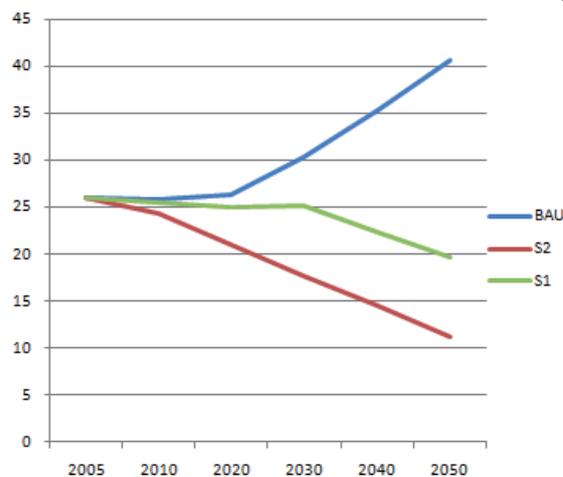
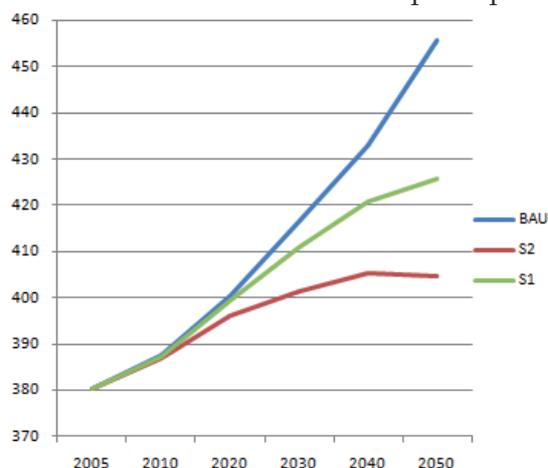


FIG. 2.3 – Evolution de la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> (ppmCO<sub>2</sub>)



Le tableau 2.6 montre comment les efforts de réduction des émissions sont répartis à travers les régions.

TAB. 2.6 – Emissions de CO<sub>2</sub> évitées par pays comparées au BAU (Gt)

Années	Scénarios	Pays industrialisées AUS,CAN,EEU, JPN,USA,WEU	Pays en transition CHI,IND	Pays en développement AFR,CSA,FSU,MEA, MEX,ODA,SKO	Monde
2020	S1	1,2	0,1	0	1,3
	S2	1,2	1,7	2,3	5,3
2050	S1	9,2	11,8	0	21
	S2	7	14,6	7,8	29,5

Dans le scénario S1, les efforts sont principalement menés par les pays industrialisés en 2020. En 2050, l'objectif de réduction de 10% des émissions pour la Chine et l'Inde permet de réaliser plus de 50% de l'objectif global.

Le scénario S2 avantage les pays industrialisés en 2050 par rapport au scénario S1 et les pays en développement sont très largement contraints en 2020 et 2050. Dans ce cas,

le potentiel de réduction des émissions à moindre coût dans les pays en développement et en transition est plus important que celui des pays industrialisés. De plus, le scénario S2 montre que les pays en transition doivent, dès 2020, s'engager à réduire leurs émissions de CO<sub>2</sub> et non par leur intensité carbone du PIB pour atteindre l'objectif global des 2°C.

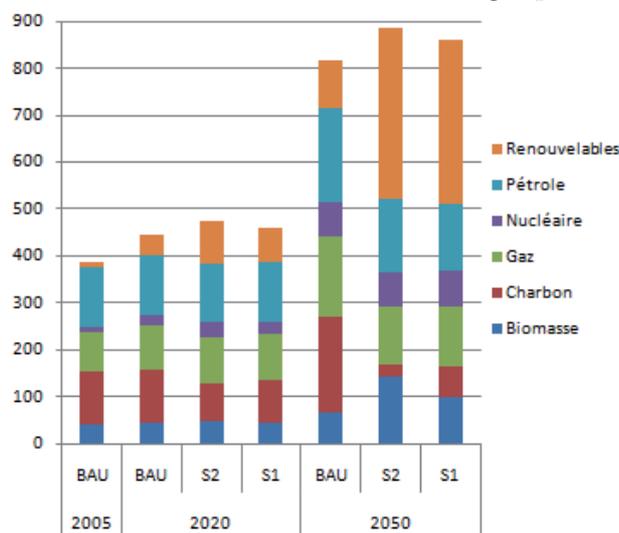
Nous étudions l'évolution du mix énergétique de 2005 à 2050 compte tenu de ces scénarios de politique environnementale. Nous analysons, plus particulièrement, le déploiement de la CSC et de la BCSC dans la production d'électricité.

## 2.2.4 Résultats

### La consommation d'énergie primaire

L'évolution de la consommation d'énergie primaire mondiale pour chaque scénario est présentée dans le graphique 2.4 et la décomposition régionale figure en annexe (pp. 117-118). Les résultats sont comparés au scénario de référence "BAU".

FIG. 2.4 – Consommation mondiale d'énergie primaire (EJ)



La consommation mondiale d'énergie primaire passe de 386 EJ en 2005 à 816 EJ en 2050 dans le BAU (soit un taux de croissance annuel moyen d'environ 1,6%). Les énergies renouvelables se développent. Cependant, les combustibles fossiles restent les sources pré-

pondérantes d'énergie primaire (70%) en 2050. Le charbon, le pétrole et le gaz représentent respectivement 25%, 24% et 21% de la demande. La contribution des énergies non émettrices de GES (nucléaire, renouvelable et biomasse) s'élève à 30%. La part des énergies renouvelables est de 13%, celle de l'énergie nucléaire de 9% et celle de la biomasse de 8%.

Lorsque les politiques de réduction des émissions sont mises en place (S1 et S2), la composition de la demande d'énergie primaire se modifie.

Dans le scénario S1, la part des énergies renouvelables augmente de 235% par rapport au BAU (en 2050), celle de la biomasse de 52% et celle du nucléaire de 1%. Les demandes de charbon, de pétrole et de gaz diminuent respectivement de 68%, 27% et 25%. Ainsi, dans S1 en 2050, les énergies fossiles et non émettrices de GES représentent respectivement 40% et 60% de la demande d'énergie primaire.

Dans le scénario S2, en 2050, la part des énergies fossiles dans la consommation totale diminue plus fortement que dans le scénario 1 (34% contre 40%). Le charbon ne représente plus que 3% de la consommation. En revanche, la demande de biomasse augmente très largement dans ce scénario : sa part est de 16%.

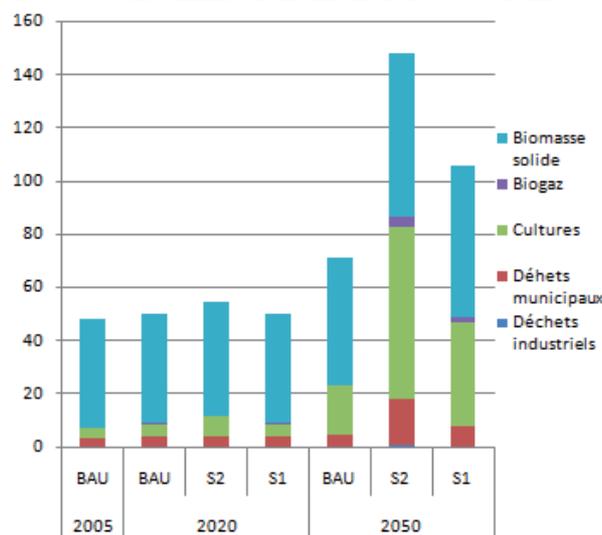
Les pays en transition et en développement sont en grande partie responsables de l'accroissement prévu de la demande d'énergie primaire dans le BAU. La demande de la Chine et de l'Inde augmente de 217% entre 2005 et 2050 (Cf. graphique 2.23, annexe, p. 118). A l'horizon 2050, ces deux pays représentent 31% de la demande mondiale contre 19% en 2005. La Chine est le premier consommateur de charbon (100 EJ). Il existe donc un potentiel important de développement de la technologie de CSC dans ce pays.

La mise en place des politiques environnementales engendre un déploiement fulgurant des énergies renouvelables dans ces deux pays. La part du charbon et du gaz reste significative dans le scénario S1. En revanche, dans le scénario S2, cette dernière diminue drastiquement et est remplacée par l'utilisation accrue de la biomasse. Ainsi, nous pouvons à ce stade penser que la CSC à partir de biomasse a un rôle à jouer dans le secteur électrique de ces pays dans le scénario contraignant S2. Les pays industrialisés ont également recours

aux énergies renouvelables dans les scénarios S1 et S2. De plus, en 2050, leur demande de biomasse est multipliée par plus de 3 dans S1 et S2 par rapport au BAU (Cf. graphique 2.22, annexe, p. 117)

Nous nous intéressons plus particulièrement à la disponibilité de la ressource biomasse dans le modèle. Le graphique 2.5 montre l'évolution de la consommation de biomasse, par type, pour chaque scénario.

FIG. 2.5 – Consommation mondiale de biomasse (EJ)



La consommation de biomasse, en 2005, est de 48 EJ dont environ un tiers est de la biomasse traditionnelle utilisée pour les usages domestiques (chauffage, cuisine, etc.).

En 2050, cette dernière atteint 71 EJ dans le BAU, 105 EJ dans S1 et 148 EJ dans S2. Ce résultat est assez proche des conclusions de Luckow *et al.* (2010). En effet, grâce à leur modèle agricole, ils estiment un potentiel de 120 à 160 EJ en 2050 sous une contrainte environnementale de 400 ppm<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Contrairement à leur étude, notre modèle ne prend pas en compte de façon endogène les impacts négatifs des changements d'affectation des sols sur l'environnement. Cependant, le potentiel technique de biomasse disponible est

fortement contraint de manière exogène en 2050. En effet, le potentiel mondial, tous types de biomasse confondus, ne peut dépasser 233EJ par an. La biomasse issue des cultures est produite uniquement sur les surplus des terres agricoles et son potentiel est contraint à 72 EJ par an. Les résidus des activités forestières et agricoles, quant à eux, ne peuvent excéder 73 EJ par an.

En 2005, la biomasse provient principalement des résidus des activités forestières et agricoles, appelée biomasse solide, (85%). A partir de 2020, la contrainte environnementale dans les deux scénarios accroît la compétitivité des cultures dédiées. Ainsi, en 2050, dans S1 et S2, la biomasse provient respectivement à 36% et 44% des cultures, à 54% et 41% des activités forestières et agricoles et à 7,5% et 11,4% des déchets municipaux.

La disponibilité de la technologie de CSC accroît la demande de biomasse. Le graphique 2.25 (annexe, p. 119) montre que dans le scénario S2 sans BCSC<sup>10</sup> (S2-NoBCSC), la demande de biomasse est environ 20% inférieure par rapport aux scénarios avec BCSC (S2).

La demande de biomasse est très importante dans les pays en développement où elle est principalement utilisée à des fins domestiques (Cf. graphique 2.28, annexe, p. 120). En 2050, dans le scénario S2, la demande y augmente de 94% par rapport au BAU. Les quantités consommées en Afrique, en Asie du Sud-Est et en Amérique du Sud sont respectivement de 21 EJ, 18 EJ et 12 EJ.

La biomasse est également très utilisée en Chine et en Inde (Cf. graphique 2.27, annexe, p. 120). Au total 50 EJ sont consommés, pour ces deux pays, dans le scénario S2 en 2050.

Lorsqu'il n'y a pas de politique environnementale, la consommation de biomasse dans les pays industrialisés est assez faible en 2050 (seulement 9 EJ). En revanche, la mise en place des politiques environnementales entraîne un accroissement de sa compétitivité (Cf. graphique 2.26, annexe, p. 119). La demande est multipliée par 3,2 par rapport au BAU et les trois quarts de cette demande proviennent des Etats-Unis et de l'Europe de l'Ouest.

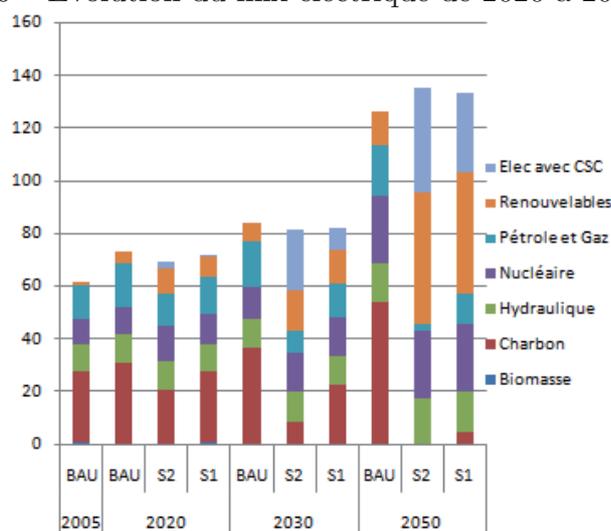
---

<sup>10</sup>La disponibilité de la technologie est contrainte de manière exogène.

### L'évolution du mix électrique

L'impact des scénarios de politique environnementale sur le développement de la CSC dans le secteur de l'électricité est à présent étudié. Le graphique 2.6 décrit l'évolution du mix électrique entre 2020 et 2050 compte-tenu des scénarios étudiés. La production du secteur électrique est exprimée en exajoules (EJ).

FIG. 2.6 – Evolution du mix électrique de 2020 à 2050 (EJ)



Dans le scénario BAU la production électrique passe de 61,7 EJ en 2005 à 126,5 EJ en 2050. En 2050, le mix électrique est composé à 43% par le charbon, 20% par le nucléaire, 15,9% par le gaz et le pétrole, 11% par l'hydraulique, 10% par les renouvelables et 0,1% par la biomasse.

La mise en place d'une politiques environnementale contraignante (S2) induit un développement de la CSC dans ce secteur à partir de 2020. Ce développement s'intensifie dès 2030.

En 2050, la CSC est développée à 23% dans S1 et 30% dans S2. Presque toutes les centrales au charbon et au gaz sont équipées d'une technologie de CSC dans le scénario S2. Cela explique la faible contribution du charbon et du gaz sans CSC (0,2% pour le charbon et 2% pour le gaz dans S2 en 2050). Ce résultat est en accord avec la littérature. Dans leur

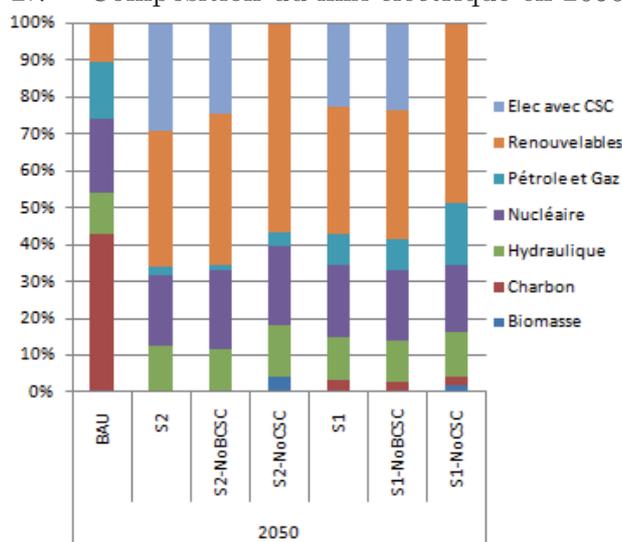
modèle, Luckow *et al.* (2010) aboutissent au résultat suivant : le charbon est uniquement utilisé avec une technologie de CSC à partir de 2050 sous l'effet d'une politique environnementale contraignante. Le scénario "Blue map" de l'AIE prédit aussi un développement de la CSC à 100% sur les centrales à charbon et à 40% sur les centrales au gaz en 2050.

Les énergies renouvelables et l'énergie hydraulique augmentent dans S1 et S2. En 2050, leurs parts dans la production sont respectivement de 34% et de 11% dans S1 et de 37% et de 12% dans S2. La part de l'énergie nucléaire, quant à elle, reste stable.

En 2050, lorsque la technologie de CSC n'est pas disponible (graphique 2.7), l'objectif environnemental est atteint grâce au déploiement rapide des énergies renouvelables. Dans le scénario S2-NoCSC la part des énergies renouvelables augmente de 58% par rapport au scénario S2 et dans S1-NoCSC elle augmente de 47% par rapport au scénario S1.

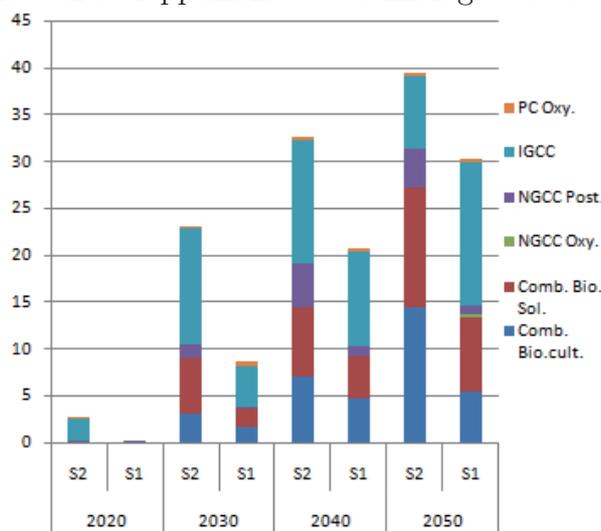
Lorsque la technologie de BCSC n'est pas développée (scénario NoBCSC), la part de la CSC-fossile s'accroît légèrement dans le scénario S1-NoBCSC (+3%). Dans le scénario S2, en revanche, ce sont les énergies renouvelables qui compensent l'absence d'émissions négatives.

FIG. 2.7 – Composition du mix électrique en 2050 (%)



Le graphique suivant (2.8) détaille la composition de la CSC. Il permet de distinguer les technologies développées par le modèle.

FIG. 2.8 – Développement des technologies de CSC (EJ)



La CSC entre sur le marché dès 2020. Le scénario S2 conduit à un développement rapide des technologies de CSC<sup>11</sup> et de BCSC<sup>12</sup> dès 2030. En 2050, la quantité d'électricité produite avec une technologie de CSC est de 30 EJ dans S1 et de 39 EJ dans S2. La part de la BCSC dans ce total est très large. Dans S1, 44% de la CSC développée se fait à partir de la biomasse et 69% dans S2. La BCSC "génère" environ 10% de l'électricité en 2050 dans le scénario S1 et 20% dans le scénario S2.

Les technologies de capture sont principalement installées sur les centrales de combustion directe de la biomasse pour pouvoir engendrer d'importantes quantités d'émissions négatives. Ainsi, les centrales de co-combustion de la biomasse et du charbon que nous avons intégrées ne se développent pas. Les centrales de gazéification de la biomasse, ren-

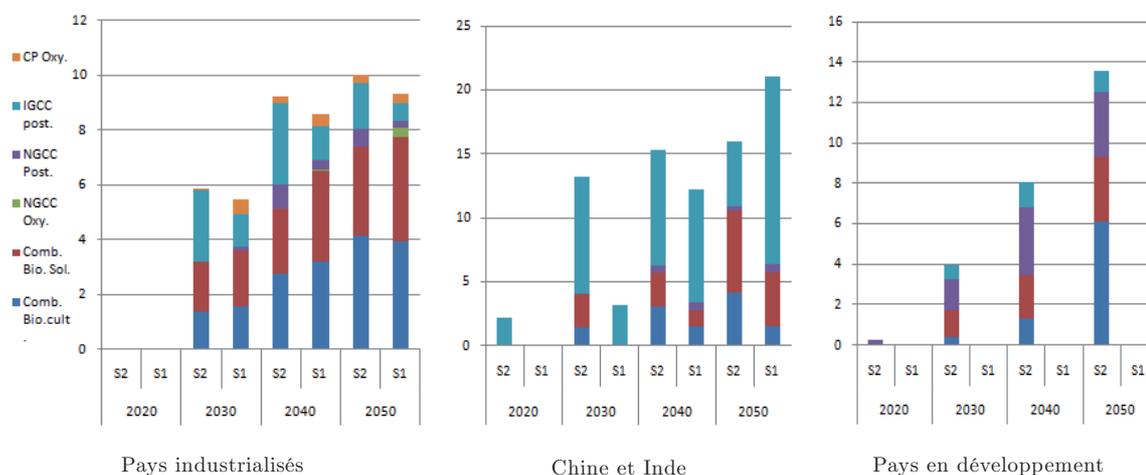
<sup>11</sup>La CSC à partir d'énergie fossile regroupe les technologies *PC Oxy.* (centrale au charbon pulvérisé + capture en oxy-combustion), *IGCC* (centrale à cycle combiné et à gazéification intégrée + capture pré-combustion), *NGCC Post.* (centrale à gaz à cycle combiné + capture post-combustion), *NGCC Oxy.* (centrale à gaz à cycle combiné + capture oxy-combustion).

<sup>12</sup>La CSC à partir de biomasse englobe les deux technologies de combustion directe de la biomasse (100%) issue des activités forestières (*bio. comb. sol.*) et des cultures (*bio. comb. cult.*).

seignées dans le modèle, ne sont également pas déployées car elles sont plus coûteuses (Cf. tableau 2.4, p. 90). En revanche, les centrales à charbon qui dominent le marché sont de type IGCC c'est à dire à cycle combiné et gazéification intégrée. Les émissions sont capturées grâce à une technologie de capture pré-combustion. Quand la politique est contraignante (S2), la CSC se développe également sur les centrales au gaz à cycle combiné (NGCC).

La décomposition par région (graphique 2.9) montre très clairement que les pays industrialisés appliquent la CSC principalement à la ressource biomasse dans les deux scénarios de politique environnementale. De plus, lorsque la politique est ambitieuse (S2) toutes les régions utilisent en priorité la BCSC. La CSC à partir d'énergie fossile est, quant à elle, davantage déployée en Chine et en Inde.

FIG. 2.9 – Développement de la CSC par région (EJ)



Dans le scénario S1, les pays en voie de développement ne participent pas à la réduction des émissions. Ainsi, en 2050, la CSC est développée à 70% en Chine et en Inde. Dans ces deux pays, la CSC à partir de charbon est utilisée dès 2030. La CSC sur la ressource biomasse entre sur le marché en 2040 pour satisfaire la contrainte environnementale de

2050. En 2050, 74% de la CSC s'applique à l'électricité produite à partir d'énergie fossile et 26% à celle produite à partir de biomasse. La Chine est le premier marché pour le développement de la CSC dans le secteur électrique; 16 EJ de l'électricité produite en Chine sont équipés d'une technologie de CSC contre 5 EJ en Inde.

La contrainte environnementale pour les pays industrialisés est plus sévère dans le scénario S1 que dans le scénario S2 (Cf. tableau 2.6, p. 94). Ainsi, comme le montre la figure 2.9, ces pays ont plus amplement recours à la BCSC afin d'engendrer des émissions négatives. En 2050, 9,3 EJ d'électricité sont équipés d'une technologie de CSC et 80% de cette CSC s'applique à des centrales 100% biomasse. Les principaux pays qui développent la CSC et la BCSC sont dans l'ordre : Les Etats-Unis (4,8 EJ bénéficient de la CSC dont 3,9 EJ proviennent de la biomasse), L'Europe de l'Ouest (2,3 EJ proviennent uniquement de la biomasse), L'Europe de l'Est (1,5 EJ bénéficient de la CSC dont 0,9 EJ provient de la biomasse), le Japon (0,5 EJ provient uniquement de la biomasse) et le Canada (0,03 EJ provient uniquement de la biomasse). Le Canada utilise minoritairement la BCSC et l'Australie n'y a pas recours dans le scénario S1 pour réduire ses émissions. En effet, en 2050, le Canada utilise essentiellement de l'énergie hydraulique et l'Australie des énergies renouvelables. La sévérité de la politique environnementale permet également d'accroître la compétitivité des technologies de capture en oxy-combustion sur les centrales à gaz dans les pays industrialisés.

Dans le scénario 2, la CSC s'étend également aux pays en développement. En 2050, ces pays ont principalement recours à la CSC biomasse, 68% de la CSC développée s'applique à cette ressource. Certains pays bien dotés en biomasse développent exclusivement la BCSC. C'est le cas de l'Afrique, de l'Amérique Centrale et du Sud et de l'Asie du Sud-Est. Le Moyen-Orient et l'ex Union Soviétique, quant à eux, utilisent majoritairement la CSC sur les centrales à gaz.

Les résultats montrent également que l'Inde et la Chine ont très largement recours à la BCSC dans le scénario S2. En effet, l'effort de réduction des émissions étant très conséquent

pour ces deux pays en 2050, ils valorisent les émissions négatives.

Le potentiel de la BCSC est mieux réparti à travers la planète que celui de la CSC. Dans le scénario 2, en 2050, les technologies de combustion directe de la biomasse sont développées à hauteur de 23% en Chine, de 17% en Inde, de 14% aux Etats-Unis, de 13% en Asie du Sud-Est, de 7% en Amérique Centrale et du Sud, en Europe de l'Ouest et en Afrique, de 4% en ex Union Soviétique, de 3% en Europe de l'Est et de 1% en Australie, au Canada, au Japon, en Corée du Sud et au Moyen Orient.

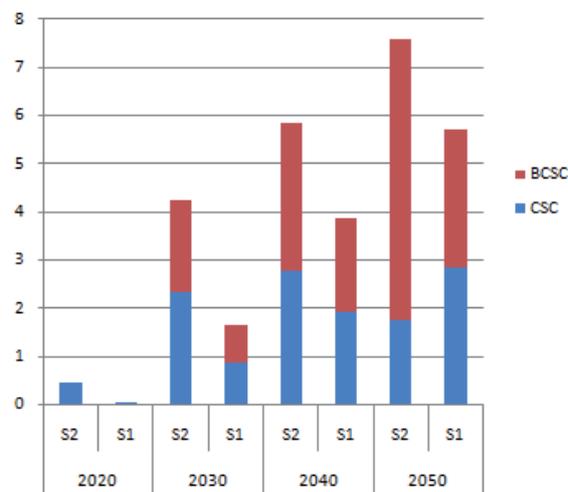
Ces résultats montrent que le potentiel de développement des technologies de CSC et de BCSC dépend des disparités régionales en termes d'objectifs de réduction des émissions et de dotations en ressources fossiles et en biomasse de chaque pays. Les capacités de stockage, renseignées dans le modèle TIAM-FR (Cf. tableau 2.19, annexe, p. 116), sont suffisamment vastes et bien réparties à travers la planète pour ne pas contraindre le développement de la CSC dans nos scénarios. Au total, le potentiel introduit dans le modèle est de 14,8 Gt de CO<sub>2</sub> dont 12,6 Gt de CO<sub>2</sub> peuvent être stockées dans les aquifères salins profonds. Bien que l'évaluation des capacités mondiales de stockage soit toujours à l'étude, ces hypothèses se trouvent dans la fourchette donnée par l'AIE. Cette dernière estime un potentiel global en aquifères salins compris entre 2000 et 20 000 Gt de CO<sub>2</sub>.

Dans le paragraphe suivant, les résultats sont exprimés en termes de montant des émissions capturées afin de mieux comprendre le rôle de la CSC et de la BCSC dans leur réduction.

### **Les émissions stockées dans le secteur électrique**

Les technologies de CSC et de BCSC se développent largement à partir de 2030. En 2050, au total 5,6 Gt et 9,5 Gt de CO<sub>2</sub> sont stockées dans les scénarios S1 et S2 (graphique 2.10). Dans S1 et S2, respectivement, 2,8 Gt et 1,7 Gt sont d'origine fossile et 2,8 Gt et 5,8 Gt sont d'origine biomasse.

FIG. 2.10 – Emissions stockées (GtCO<sub>2</sub>)



Nous avons montré qu'en 2050 les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> devraient diminuer de 21 Gt par rapport au BAU pour atteindre le scénario S1 et de 29,5 Gt pour atteindre le scénario S2 (Cf. graphique 2.2, p. 93). Les résultats du graphique 2.10, pour l'année 2050, révèlent que les technologies de CSC et de BCSC dans le secteur électrique permettent d'éviter 5,6 Gt de CO<sub>2</sub> dans S1 et 7,5 Gt de CO<sub>2</sub> dans S2. Ainsi, pour ces deux scénarios, le déploiement de la capture et du stockage du carbone dans la production d'électricité contribue à réaliser environ 25% de l'objectif global de réduction des émissions. La différence entre les deux scénarios environnementaux provient de la répartition entre la CSC fossile et la BCSC. Dans S1, la CSC fossile et la BCSC contribuent à l'objectif global dans les mêmes proportions (environ 13% chacune) alors que dans S2, la BCSC contribue à hauteur de 19% et la CSC fossile à hauteur de 6%. Cette part importante de la BCSC montre que les émissions négatives sont valorisées quand la contrainte environnementale est ambitieuse. On retrouve ce résultat dans l'étude de Luckow *et al* (2010) qui montre qu'environ 50% des applications de la CSC se font à partir de la biomasse.

Concernant le montant des émissions capturées et stockées, nos résultats sont semblables à ceux de la littérature. Pour des scénarios identiques à notre scénario S2, l'étude de van

Vuuren *et al.* (2007) estime qu'en moyenne 12 Gt de CO<sub>2</sub> sont capturées par an entre 2020 et 2100 de même, l'Agence Internationale de l'Energie (2008b) montre que 10,4 Gt de CO<sub>2</sub> sont capturées en 2050 dont environ 6 Gt proviennent du secteur électrique.

## 2.3 Conclusion

Ce chapitre est consacré à l'étude du potentiel global et régional de la CSC et de la BCSC dans le secteur de l'électricité. L'intégration de ces technologies dans le modèle de prospective énergétique TIAM-FR nous a permis d'analyser les effets des mesures de réduction des émissions annoncés par les Etats à Copenhague sur l'évolution du mix énergétique et sur le développement des technologies de CSC.

Les résultats montrent que les engagements en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> et d'intensité carbone annoncés par les pays industrialisés, l'Inde et la Chine, dans le cadre de l'Accord de Copenhague sont insuffisants pour atteindre l'objectif des 2°C. L'objectif relatif de réduction de l'intensité carbone du PIB de la Chine et de l'Inde en 2020 par rapport à 2005 est peu satisfaisant pour réduire drastiquement les émissions mondiales. En effet, à mesure que la croissance économique de ces pays s'intensifie, ce type d'engagement permet de relâcher la contrainte environnementale. Cela est discutable, dans la mesure où, plus un pays s'enrichit grâce à une forte croissance, plus il est à même d'allouer des ressources à la préservation de l'environnement. Ainsi, du point de vue de l'efficacité économique, il est souhaitable que les pays en transition et les pays en développement participent à l'effort de réduction des émissions en se fixant des objectifs contraignants dès 2020.

Les scénarios de politique environnementale envisagés conduisent à un essor considérable des énergies renouvelables et des technologies de CSC et de BCSC dans le secteur électrique. En 2050, la CSC et la BCSC "génèrent" 23% de l'électricité dans le scénario S1 et 30% dans le scénario S2. Les résultats montrent que la BCSC a un rôle important à jouer : environ 40% des applications de la CSC se font à partir de la biomasse dans S1 et 70% dans S2. Dès 2030, la CSC s'applique à la combustion directe de biomasse pour engendrer de larges quantités d'émissions négatives. Ainsi, la co-combustion de charbon et de biomasse n'est pas utilisée alors qu'elle est moins coûteuse.

En 2050, dans les scénarios S1 et S2, respectivement 5,6 Gt et 7,5 Gt de CO<sub>2</sub> sont capturées et stockées dans le secteur de l'électricité.

Le développement des technologies de CSC et de BCSC dépend fortement de l'accès aux ressources fossiles et à la biomasse de chaque pays. Ainsi, la CSC-fossile est principalement développée dans les pays en transition bien dotés en charbon. La CSC à partir de charbon se développe à plus de 70% en Chine. Le développement de la BCSC est mieux réparti car la ressource biomasse est abondamment disponible dans toutes les régions. Elle est développée à hauteur de 23% en Chine, de 17% en Inde, de 14% aux Etats-Unis, de 13% en Asie du Sud-Est, de 7% en Amérique Centrale et du Sud, en Europe de l'Ouest et en Afrique, de 4% en ex Union Soviétique, de 3% en Europe de l'Est et de 1% en Australie, au Canada, au Japon, en Corée du Sud et au Moyen Orient.

La multiplication des applications industrielles de CSC requiert un environnement compétitif. Il existe donc une réelle nécessité de mettre en place un cadre économique et réglementaire. Les gouvernements doivent mettre en œuvre des incitations économiques via l'introduction de mécanismes incitatifs tels que les taxes environnementales, les subventions et les permis négociables et/ou via des mécanismes réglementaires tels que les normes pour inciter à l'adoption de la CSC et de la BCSC. En effet, sans incitations économiques claires et crédibles les industriels ne s'engageront pas dans cette voie de réduction des émissions. Ces enjeux économiques font l'objet du chapitre suivant.

## Bibliographie

Audus, H., & Freund, P. (2004). Climate change mitigation by biomass gasification combined with CO<sub>2</sub> capture and storage, Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Peer-reviewed papers and Plenary presentations, IEA, Cheltenham, UK.

Azar, C., Lindgren, K., Larson, E., & Möllersten, K. (2006). Carbon capture and storage from fossil fuels and biomass-costs and potential role in stabilizing the atmosphere, *Climatic Change*, vol. 74, n°1-3, pp. 47-49.

Azar, C., Lindgren, K., Obersteiner, M., Riahi, K., van Vuuren, D., Michel, K., *et al.* (2010). The feasibility of low CO<sub>2</sub> concentration targets and the role of bio-energy with carbon capture and storage (BECCS), *Climatic Change*, vol. 100, n°1, pp. 195-202.

Berndes, G., Hoogwijk, M., & van den Broek, R. (2003). The contribution of biomass in the future global energy supply : a review of 17 studies, *Biomass and Bioenergy*, vol. 25, pp. 1-28.

Dellink, R. S., Briner, G., & Clapp, C. (2010). Costs, revenues and effectiveness of the Copenhagen Accord emission pledges for 2020, *OCDE, Environment Working Papers* N°22.

Fischer, G., & Schrattenholzer. (2001). Global bioenergy potentials through 2050, *Biomass and Bioenergy*, vol. 20, pp. 151-159.

GIEC. (2000). *Emissions Scenarios*, Rapport du groupe de travail III du GIEC, Résumé pour les décideurs, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

GIEC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Préparé par le groupe III du GIEC, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

Hektor, E., & Berntsson. (2007). Future CO<sub>2</sub> removal from pulp mills - Process integration consequences, *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 3025-3033.

Hendriks, C., Graus, W., & van Bergen, F. (2002). *Global carbon dioxide storage potential and costs*, Ecofys publication.

IEA. (2008b). *CO<sub>2</sub> capture and storage : A Key Abatement Option*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2008). *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris.

IFP. (2010). Quelles ressources en biomasse pour un système énergétique durable? *Panorama 2010*, IFP.

Jepma, C. (2008). "Biosphere carbon stock management : addressing the threat of abrupt climate change in the next few decades" by Peter Read, An editorial comment, *Climatic Change*, vol. 87, pp. 343-346.

Luckow, P., Wise, M., Dooley, J.J., & Kim, S. (2010). Large-scale utilization of biomass energy and carbon dioxide capture and storage in the transport and electricity sectors under stringent CO<sub>2</sub> concentration limit scenarios, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, pp. 865-877.

McKinsey&Company. (2008). *Carbon Capture & Storage : Assessing the Economics*, rapport de McKinsey&Company.

Möllersten, K., Yan, J., & 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*, vol. 25, n°3, pp. 273-285.

Nakicenovic, N., Grübler, A., & McDonald, A. (1998). *Global energy perspectives : International Institute for Applied Systems Analysis*, Cambridge University Press, Cambridge.

Read, P., & Lermitt, J. (2005). Bio-energy with carbon storage (BECS) : A sequential decision approach to the threat of abrupt climate change, *Energy*, vol. 30, pp. 2654-2671.

Rhodes, J. S., & Keith, D. W. (2008). Biomass with capture : negative emissions within social and environmental constraints : an editorial comment, *Climatic Change*, vol. 87, pp. 321-328.

Riahi, K., Grubler, A., & Nakicenovic, N. (2007). Scenarios of long-term socio-economic and environmental development under climate stabilization, *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 74, pp. 887-935.

Selosse, S., Assoumou, E., Maïzi, N. (2010). Regional impacts of the global carbon stakes : long term prospective with the TIMES integrated assesment model (TIAM). 33rd IAEE International Conference : "The future of energy : global challenges, diverse solutions" Rio de Janeiro, June 6th-9th, 2010.

van Vuuren, D., Den Elzen, M., Lucas, P., Eickhout, B., Strengers, B., Van Ruijven, B., *et al.* (2007). Stabilizing greenhouse gas concentrations at low levels : an assessment of reduction strategies and costs, *Climatic Change*, vol. 81, pp. 119-159.

Williams, R. (1995). *Variants of a low CO<sub>2</sub>-emitting energy supply system (LESS) for the world*. Prepared for the IPCC second assesment report working group IIa. Pacific Northwest Laboratories.

Yamamoto, H., Yamaji, K., & Fujini, J. (1999). Evaluation of bioenergies ressources with a global land use and energy model formulated with SD technique, *Applied Energy*, vol. 63, pp. 101-113.

Annexes du chapitre 2

FIG. 2.11 – Système énergétique de référence du modèle TIAM-FR

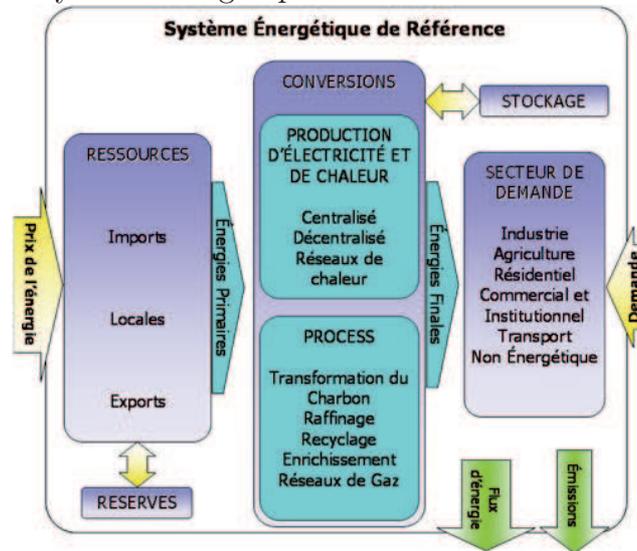


FIG. 2.12 – Evolution démographique (milliard), *base de données UNdata*

Regions	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
AFR	0,9133	1,0241	1,1429	1,2651	1,3879	1,5109	1,6335	1,7544	1,8711	1,9814
AUS	0,0245	0,0258	0,0271	0,0283	0,0295	0,0306	0,0316	0,0325	0,0333	0,0341
CAN	0,0323	0,0339	0,0355	0,0371	0,0387	0,0401	0,0414	0,0425	0,0435	0,0444
CHI	1,3191	1,3612	1,4034	1,4389	1,4611	1,4707	1,4707	1,4635	1,4488	1,4257
CSA	0,4467	0,4734	0,4983	0,5211	0,5414	0,5586	0,5726	0,5834	0,5911	0,5955
EEU	0,1191	0,1184	0,1176	0,1165	0,1150	0,1130	0,1106	0,1080	0,1053	0,1026
FSU	0,2848	0,2834	0,2832	0,2827	0,2810	0,2779	0,2743	0,2707	0,2669	0,2627
IND	1,1306	1,2145	1,2942	1,3672	1,4313	1,4846	1,5279	1,5648	1,5939	1,6138
JPN	0,1274	0,1270	0,1258	0,1237	0,1208	0,1174	0,1137	0,1098	0,1057	0,1017
MEA	0,2621	0,2871	0,3110	0,3345	0,3568	0,3773	0,3964	0,4137	0,4290	0,4417
MEX	0,1053	0,1106	0,1155	0,1197	0,1234	0,1265	0,1287	0,1299	0,1300	0,1290
ODA	0,9563	1,0298	1,1025	1,1720	1,2372	1,2974	1,3516	1,3993	1,4399	1,4728
SKO	0,0476	0,0485	0,0492	0,0495	0,0495	0,0491	0,0484	0,0473	0,0458	0,0441
USA	0,3027	0,3176	0,3323	0,3462	0,3587	0,3700	0,3800	0,3889	0,3968	0,4039
WEU	0,3991	0,4081	0,4143	0,4185	0,4212	0,4228	0,4235	0,4235	0,4227	0,4211
World	6,4711	6,8634	7,2526	7,6209	7,9535	8,2469	8,5049	8,7320	8,9238	9,0744

FIG. 2.13 – Taux de croissance du PIB (en pourcentage par an), *ETP 2010*

Region	2005-2015	2015-2030	2030-2050
AFR	4,7	3,1	3,1
AUS	1,8	2,3	1,4
CAN	1,8	2,3	1,4
CHI	8,8	4,4	3,8
CSA	3,1	2,5	2,5
EEU	3,3	3,3	3,5
FSU	3,3	3,3	3,5
IND	7	5,9	3,3
JPN	1,3	1,3	1,7
MEA	4,5	4	2,5
MEX	3,1	2,5	2,5
ODA	3,2	3,5	2,6
SKO	3,2	3,5	2,6
USA	1,8	2,2	1,3
WEU	1	1,8	0,7
WORLD	3,3	3	2,6



FIG. 2.16 – Evolution de la demande par région dans la sidérurgie (coefficient multiplicateur par rapport à 2005)

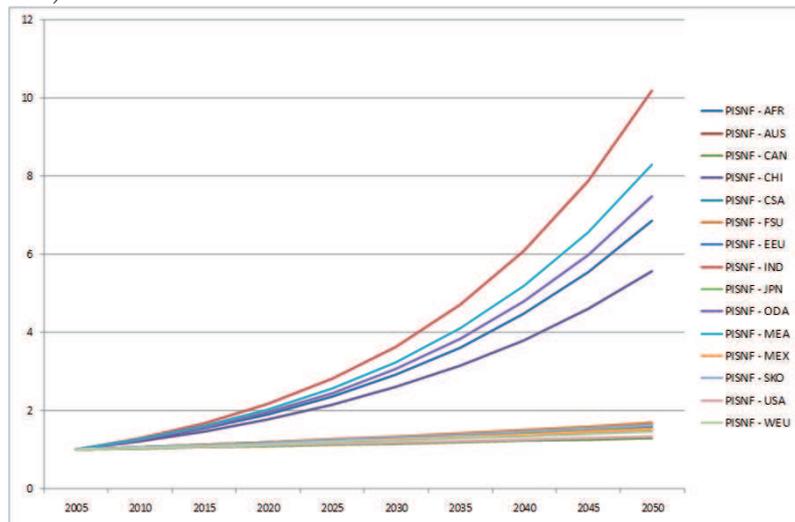


FIG. 2.17 – Evolution de la demande dans les autres secteurs de l'industrie (coefficient multiplicateur par rapport à 2005)

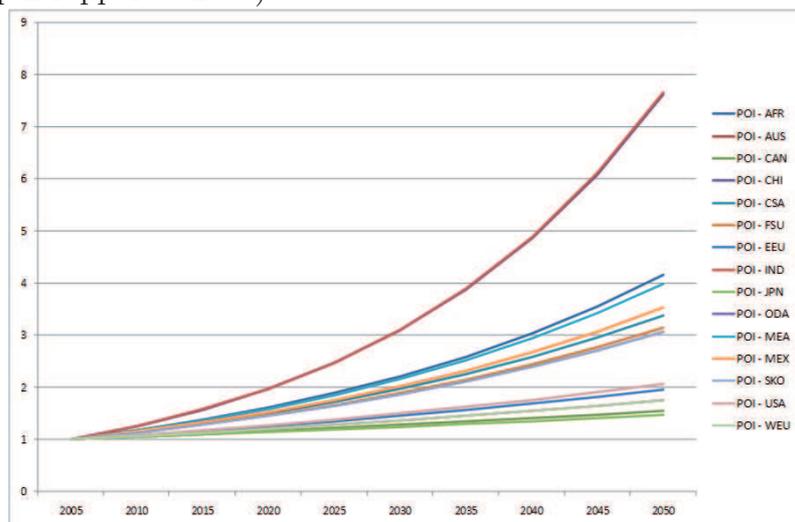


FIG. 2.18 – Evolution de la demande par région dans les services (coefficient multiplicateur par rapport à 2005)

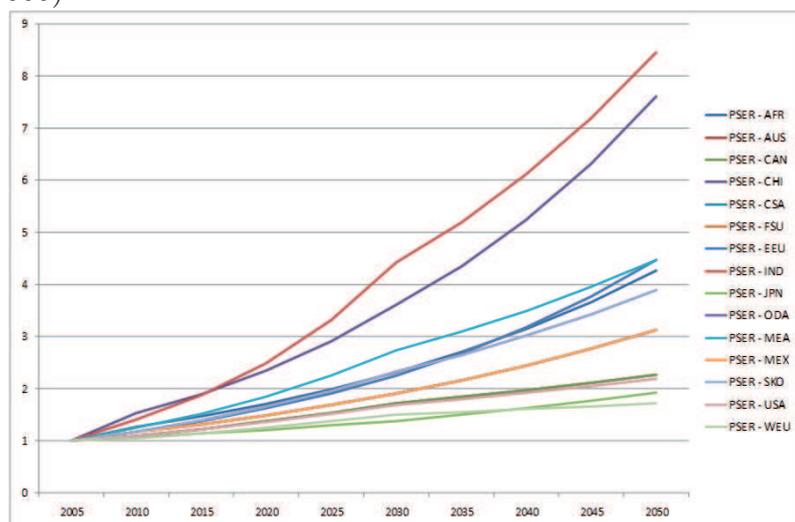


FIG. 2.19 – Capacités de stockage par région (GtCO<sub>2</sub>), *TIAM-FR*

Capacités de Stockage	AFR	AUS	CAN	CHI	CSA	EEU	FSU	IND	JPN	MEA	MEX	ODA	SKO	USA	WEU	World
Récupération de pétrole	5,25	0	5	1,5	15	3	30	0	0	75	0,75	2,25	0	15	0,8	153,5
Puits de pétrole (onshore)	5,25	0	5	1,5	15	3	45	0	0	113	7,5	15	0	15	0,8	225,5
Puits de gaz (onshore)	21	1,5	20	0	45	0	336	0	0	300	15	45	0	15	23	821
Puits de pétrole (offshore)	3	1,5	1	0,3	3	0	0	0	0	15	4,5	2,25	0	15	6	51,55
Puits de gaz (offshore)	7,5	12	10	0	0	0	0	0	0	75	15	30	0	15	45	209,5
Récupération de méthane <1000m	3,75	37,5	25	75	0	15	75	7,5	0	0	0	37,5	0	60	23	358,75
Récupération de méthane >1000m	3,75	37,5	25	75	0	15	75	7,5	0	0	0	37,5	0	60	23	358,75
Aquifères salins profonds	1500	750	1000	750	1500	375	1500	750	7,5	750	375	1500	15	1500	375	12647,5

FIG. 2.20 – Coûts de stockage (\$/tCO<sub>2</sub>), *TIAM-FR*

Coûts de Stockage	Disponibilité de la technologie	Durée de vie	Coûts d'investissement	Coûts O&M
Récupération de pétrole	2010	10	3,33	1,07
Puits de pétrole (onshore)	2010	10	3,33	1,07
Puits de gaz (onshore)	2010	10	3,33	1,07
Puits de pétrole (offshore)	2010	10	7	2,15
Puits de gaz (offshore)	2010	10	7	2,15
Récupération de méthane <1000m	2010	10	5	0,75
Récupération de méthane >1000m	2010	10	10	1
Aquifères salins profonds	2010	10	5	0,35

FIG. 2.21 – Coûts de transport (\$/tCO<sub>2</sub>) par région, *TIAM-FR*

Coûts de transport	AFR	AUS	CAN	CHI	CSA	EEU	FSU	IND	JPN	MEA	MEX	ODA	SKO	USA	WEU
Récupération de méthane <1000m	3	10	10	10	35	3	10	10	3	10	10	10	30	10	30
Récupération de méthane >1000m	3	10	10	35	35	3	3	10	3	10	10	10	30	10	30
Puits de gaz (offshore)	35	10	10	3	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Puits de gaz (onshore)	35	10	10	10	35	10	35	10	10	10	10	10	10	10	10
Puits de pétrole (offshore)	35	10	10	3	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Puits de pétrole (onshore)	35	10	10	10	35	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Aquifers salins profonds	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Récupération de pétrole	35	35	10	10	35	10	35	10	10	10	10	10	10	10	10

FIG. 2.22 – Evolution de la consommation d'énergie primaire dans les pays industrialisés (EJ)

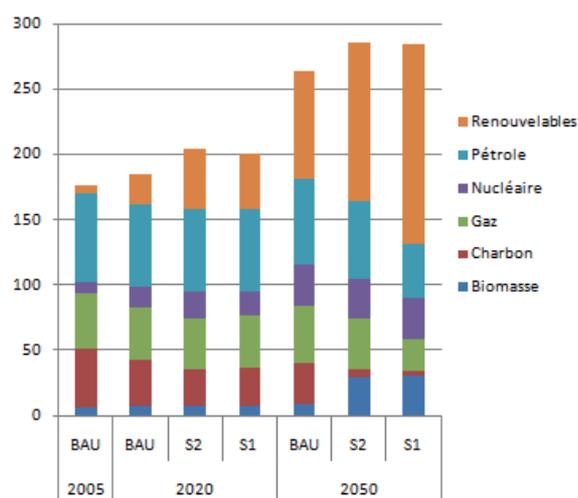


FIG. 2.23 – Evolution de la consommation d'énergie primaire en Inde et en Chine (EJ)

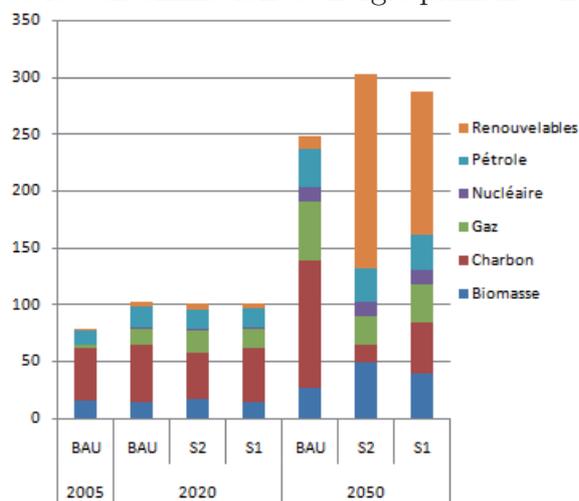


FIG. 2.24 – Evolution de la consommation d'énergie primaire dans les pays en développement (EJ)

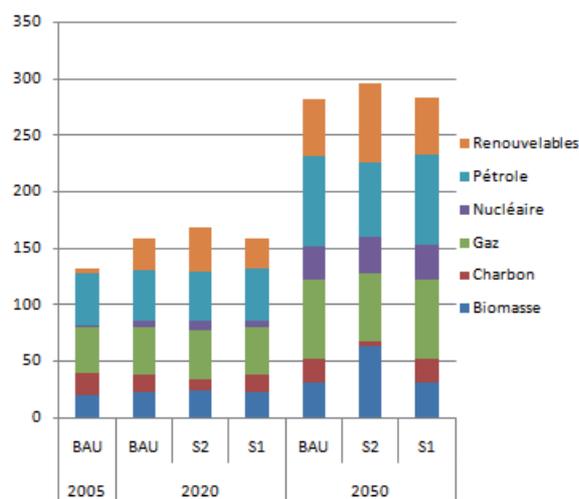


FIG. 2.25 – Consommation mondiale de biomasse en 2050 (EJ)

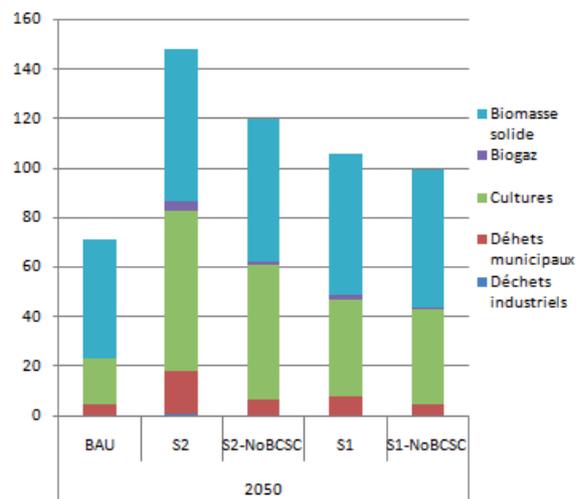


FIG. 2.26 – Evolution de la consommation de biomasse dans les pays industrialisés (EJ)

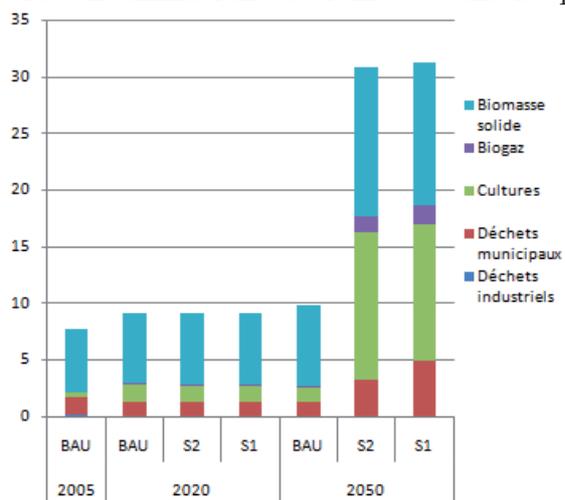


FIG. 2.27 – Evolution de la consommation de biomasse en Inde et Chine (EJ)

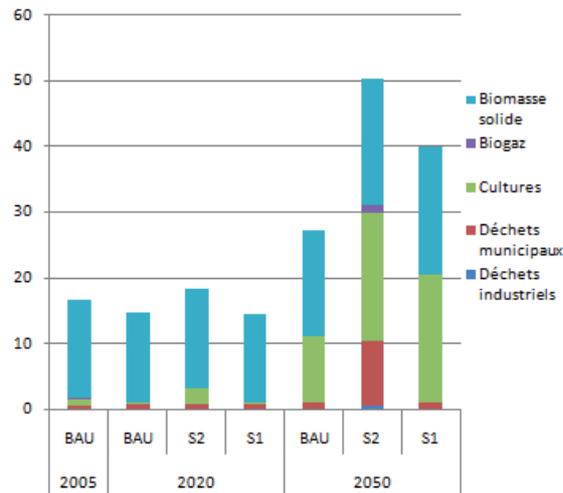
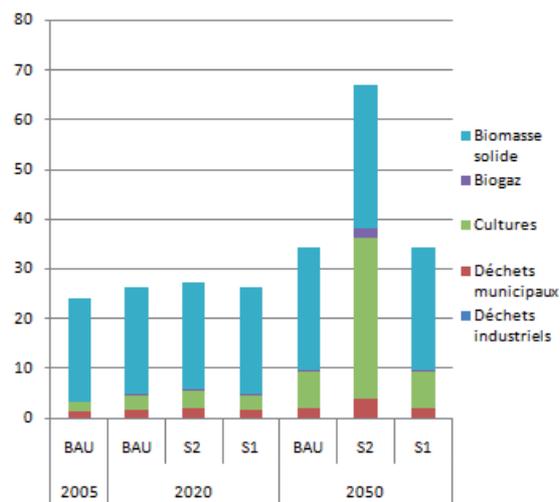


FIG. 2.28 – Evolution de la consommation de biomasse dans les pays en développement (EJ)



## Chapitre 3

# Les instruments nécessaires à l'adoption des technologies de CSC et de BCSC

Afin de maintenir l'élévation des températures en dessous du seuil critique des  $2^{\circ}\text{C}$ , la technologie de capture et de stockage du carbone à partir de ressources fossiles (CSC) et de biomasse (BCSC) devra faire partie de l'éventail des mesures d'atténuation. Il s'agit là d'une technologie complexe et immature n'ayant pas encore atteint un niveau suffisant de performance technologique et économique. Plusieurs obstacles au développement de la CSC qui se transforment en risques pour les investisseurs peuvent être identifiés.

Le premier risque est technologique. Il est lié au manque d'expérience dans le système CSC et au manque de projets de démonstration. Ce risque concerne la phase de capture ; est-il réellement possible de capturer 90% des émissions et à quel prix énergétique ? Mais surtout il concerne le stockage géologique : quels sont les risques de fuites ? Comment migre le  $\text{CO}_2$  dans le réservoir ? Ce risque technologique doit être réduit grâce à la mise en place de projets de démonstration à grande échelle avant de pouvoir envisager un développement commercial.

Le second risque auquel se heurtent les investisseurs est de nature réglementaire. Des

textes réglementaires existent pour la capture et le transport du CO<sub>2</sub>, cependant, une législation appropriée au stockage reste encore à définir. Les questions sur la responsabilité d'exploitation à court et long terme, la gestion des risques, le choix des sites et la surveillance y compris après la clôture du site devront être prises en compte. De plus, la BCSC n'a pour le moment pas été envisagée par les textes réglementaires.

Le troisième risque est politique. Les incertitudes portent sur les débouchés des négociations internationales sur le climat. L'absence d'objectifs internationaux chiffrés en termes de réduction des émissions agit comme un frein au développement de ces technologies.

Enfin, le dernier et principal risque reste le risque de marché. Comme nous avons pu le voir dans les deux premiers chapitres, les coûts associés à la technologie de CSC sont élevés et le prix du carbone sur le marché, lorsqu'il existe, est trop faible pour l'inciter à se développer. La mise en place d'incitations économiques claires et crédibles semble être une nécessité pour faciliter le développement de la CSC. Cela nous conduit à nous interroger sur l'efficacité comparée des instruments : quel instrument choisir ? Lequel est le plus efficace en termes de coût ?

L'objectif du présent chapitre est de conduire une analyse descriptive des instruments de politiques environnementales capables de stimuler la CSC et la BCSC. Ces instruments sont également comparés en fonction des critères d'efficacités économique, dynamique et environnementale.

La première section du chapitre définit et compare les instruments susceptibles de développer la CSC. La deuxième section met en évidence les limites de certains instruments à développer la BCSC et propose des solutions.

### **3.1 Les instruments de politique environnementale capables d'inciter au développement de la CSC**

Le développement de la filière CSC suppose que les pouvoirs publics interviennent pour la protéger de la concurrence avec les autres technologies pendant sa phase d'émergence.

A défaut, le marché ne conduirait qu'à une adoption très limitée de cette technologie dans certaines niches, comme par exemple dans la production d'éthanol de canne à sucre où le CO<sub>2</sub> est très concentré.

Sur le plan théorique, l'intervention de l'Etat se justifie par la présence d'externalités négatives résultant de l'utilisation d'énergies fossiles et par la stimulation du changement technologique.

### **3.1.1 L'intervention de l'Etat pour faciliter le développement de la CSC**

L'intervention de l'Etat dans le domaine de l'environnement est justifiée par la présence d'externalités et par celle de biens communs. Un bien commun<sup>1</sup> est un bien non-exclusif auquel l'ensemble des citoyens a accès. C'est par exemple le cas des biens communaux, de l'air ou de l'eau. De plus, l'environnement est source d'externalité. On parle d'externalité lorsque les décisions de production ou de consommation d'un agent ont un impact sur le bien-être, l'utilité ou les profits d'un autre agent sans qu'il y ait de transaction marchande entre ces agents.

Les rejets anthropiques de CO<sub>2</sub> responsables en partie du réchauffement climatique sont des externalités négatives. Cette pollution est qualifiée d'externalité négative multilatérale dans la mesure où elle est causée par plusieurs agents et en affecte négativement plusieurs. Nous sommes alors en présence d'une défaillance de marché car le dommage imposé aux tiers génère des coûts non supportés par les émetteurs d'externalités négatives.

En effet, en présence d'externalité, les coûts privés (les coûts individuels des agents) divergent des coûts sociaux (les coûts pour la société). Dans un cadre macroéconomique standard, sans externalité, il n'existe aucune divergence entre ces coûts. Les prix permettent donc de mesurer correctement le bien être collectif.

---

<sup>1</sup>Un bien commun peut aussi être considéré comme un bien public si en plus de la caractéristique de non-exclusion (on ne peut exclure un agent de son usage) il a pour deuxième caractéristique la non-rivalité. La non-rivalité caractérise le fait que l'usage d'un bien n'altère pas l'usage de ce même bien par d'autres agents.

En concurrence parfaite, l'équilibre de marché conduit à une situation optimale au sens de Pareto : la situation d'un des agents ne peut être améliorée sans dégrader celle d'un autre agent. En présence d'externalités, les prix ne reflètent plus les coûts et les bénéfices engendrés. L'équilibre n'est donc plus optimal au sens de Pareto et les coûts et les avantages privés diffèrent des coûts et avantages collectifs. Ces défaillances de marché justifient l'intervention de l'Etat.

Le rôle des pouvoirs publics est alors de développer des instruments économiques ou des mesures réglementaires afin que le pollueur intègre le coût social de la pollution. Ceci équivaut donc à internaliser les externalités. L'instrument utilisé doit agir afin de faire payer au pollueur le coût total (coût social plus coût privé) de son action.

L'intervention de l'Etat, en tant que régulateur des flux de pollution, peut inciter au développement des technologies "neutres" ou réductrices de carbone telles que les énergies renouvelables et la CSC. Dans le cas de la CSC à partir de biomasse, qui a pour avantage de préserver les biens communs que sont la qualité de l'air et le climat, le rôle des pouvoirs publics serait plutôt de créer un cadre incitatif pour développer cette technologie.

Les pouvoirs publics doivent aussi veiller à stimuler ces changements technologiques. La CSC, comme toute nouvelle technologie, est confrontée à des barrières à l'entrée. Cela ne favorise pas sa compétitivité. L'apprentissage par la pratique permettra aux entreprises de réduire progressivement les coûts engendrés par la mise en place de la CSC (Arrow, 1962). Selon Arthur (1989), ce n'est pas parce qu'une technologie est efficace qu'elle est adoptée mais c'est parce qu'elle est adoptée qu'elle deviendra éventuellement efficace. Il faut donc mettre en place des incitations adéquates pour favoriser le développement de la CSC au delà des marchés niches.

Il existe deux approches pour stimuler le développement de la CSC : l'approche réglementaire et l'approche par les instruments économiques.

### 3.1.2 Le choix des instruments

#### L'approche réglementaire

Elle vise à contraindre le comportement des pollueurs sous peine de sanctions administratives ou judiciaires. En effet, les pouvoirs publics peuvent décider d'instaurer une norme d'émissions : cette norme agit comme un plafond à ne pas dépasser par la firme polluante sous peine de recevoir une pénalité. Dans la mesure où les agents pollueurs ont économiquement intérêt à polluer, la norme permet d'assurer qu'ils choisissent un niveau de pollution exactement égal au niveau maximal autorisé par la norme. Si la norme est correctement fixée alors l'objectif du régulateur sera atteint (Chiroleu-Assouline, 2007).

Une norme sévère sur les émissions peut inciter à l'adoption de la CSC. A titre d'exemple, toute nouvelle centrale utilisant des combustibles fossiles ne peut émettre plus de 300 gCO<sub>2</sub>/kWh. Cela implique pour le producteur d'électricité d'adopter une technologie de CSC ou de substituer très largement les énergies renouvelables à l'énergie fossile.

D'autres normes existent, telles que les normes de procédés (techniques) qui contraignent les acteurs pollueurs à utiliser une technologie particulière de dépollution. Une norme technique sur la CSC consisterait à obliger toute nouvelle installation polluante à s'équiper d'une technologie de CSC à partir d'une date donnée.

La norme peut également imposer aux industries polluantes de laisser suffisamment d'espace lors de la construction des infrastructures de manière à anticiper l'installation future de technologies de capture et de compression.<sup>2</sup>

La norme a l'avantage de donner un signal crédible sur le long terme aux investisseurs, ce qui permet d'enrayer le risque de marché. Elle pousse à l'adoption rapide de la technologie de capture en amont et permet ainsi d'accélérer le développement des infrastructures de transport et de stockage en aval. En effet, de nombreuses incertitudes pesant sur l'accès au transport et sur les capacités de stockage, une norme en amont limiterait les risques

---

<sup>2</sup>Ce système est appelé en anglais "capture ready" (IEA, 2008b).

d'investissement pour les autres maillons de la chaîne CSC (Finon, 2009).

En revanche, une norme peut être économiquement coûteuse. Les acteurs ne peuvent plus arbitrer en fonction des coûts des autres solutions de réduction des émissions (le nucléaire, les énergies renouvelables), ce qui peut largement accroître le coût de réduction des émissions (Cf. paragraphe 3.1.3, p. 134). De plus, elle peut agir comme un verrou technologique dans les procédés de capture : étant actuellement la moins coûteuse, la technologie de post-combustion pourrait être développée, bien que ne se révélant pas la plus prometteuse (Finon, 2009).

### **L'approche par les instruments économiques**

Les instruments économiques visent à modifier l'environnement économique du pollueur, via des signaux prix, pour l'inciter à l'adoption volontaire de stratégies de dépollution.

Ces instruments économiques sont : les taxes, les subventions (régulation par les prix), et les permis d'émissions négociables (régulation par les quantités car la variable de contrôle est la quantité de permis que le régulateur va allouer aux pollueurs).

L'utilisation de ces instruments doit permettre la réduction des émissions à moindre coût, en répercutant le montant du dommage environnemental sur les prix. Les agents économiques sont incités à arbitrer entre le coût lié à la diminution d'une unité d'émissions et le coût lié au paiement de la taxe ou à l'achat d'un permis d'émissions. Chaque agent a intérêt à mettre en œuvre des mesures de dépollution dont le coût reste inférieur au paiement de la taxe ou à l'achat de permis. Les agents pour lesquels ces mesures sont trop coûteuses paieront la pénalité. Ainsi les efforts sont dirigés là où ils sont les moins coûteux (Chiroleu-Assouline, 2007).

#### *Les taxes environnementales*

La taxe environnementale a pour objectif de faire payer au pollueur les coûts externes engendrés par la pollution. Les taxes environnementales portent généralement sur les res-

sources polluantes. Elles peuvent se prélever aux différentes étapes du processus de transformation de la ressource (extraction, importation, consommation). Cependant, ces taxes ne visent pas explicitement les émissions de GHG qui émanent de la transformation de la ressource polluante. Ainsi, elles ne procurent pas d'incitation à développer la CSC. En présence d'une technologie de CSC, l'assiette de la taxe doit porter sur les flux d'émissions et non sur la ressource elle-même.

Le principe de la taxe est celui de Pigou (Pigou, 1920). L'idée est de fixer un coût marginal aux émissions polluantes pour que le pollueur émette exactement la quantité optimale d'émissions. Cette quantité optimale de pollution, à chaque période, est telle que le bénéfice marginal égalise le coût marginal de la pollution.

Ainsi, la firme polluante décide de polluer tant que son coût marginal de dépollution est supérieur au coût marginal des émissions, c'est-à-dire au taux de la taxe.

Le niveau d'émissions est optimal si le taux de la taxe est égal au dommage marginal subi par la victime. La taxe permet donc de corriger le comportement du pollueur en lui faisant supporter la différence entre le coût social et le coût privé de son action (Chiroleu-Assouline, 2007).

La firme polluante, si elle détient une technologie de CSC, peut réduire ses émissions sans affecter le niveau de sa production. En revanche, toute réduction des émissions impliquera une augmentation de ses coûts de production (coût de la technologie CSC).

#### *Le marché des permis d'émissions négociables*

La recherche économique théorique sur les droits d'émissions s'est développée à la suite des travaux de Coase (1960). Selon Coase, pour internaliser les externalités négatives, il faut définir des droits de propriété sur les biens ou les ressources créateurs de l'externalité et laisser les acteurs concernés négocier librement. Cependant, en raison des coûts de transaction, l'intervention publique est souhaitable afin d'organiser le marché.

Le principe du marché est le suivant : un pollueur peut uniquement émettre la quantité de pollution qui correspond à la quantité de permis dont il dispose. Un permis équivaut

au droit d'émettre une unité de pollution. Sur un marché, avec allocation gratuite des permis, le prix émerge de la confrontation entre l'offre et la demande de permis. L'offre est constituée des firmes dont le coût marginal de dépollution est faible, elles peuvent ainsi revendre leurs permis. Symétriquement, la demande émane des firmes ayant des coûts marginaux de dépollution plus importants qui ont intérêt à acheter des permis supplémentaires. L'échange naît de l'hétérogénéité des coûts de dépollution.

Cette approche par les quantités nécessite la présence de l'Etat pour sa mise en œuvre. Elle se déroule en trois étapes (Beaumais et Chiroleu-Assouline, 2001) : tout d'abord, la fixation du plafond global de pollution en fonction des objectifs de réduction des émissions. La quantité de droits à polluer est ainsi définie. Les permis sont ensuite répartis entre les acteurs concernés par l'externalité (allocations aux enchères ou gratuites). Enfin, l'Etat autorise les échanges de permis d'émissions.

Tant que le coût marginal de dépollution est inférieur au prix du permis, la firme choisit de dépolluer avec des technologies propres. A l'équilibre la firme est indifférente entre dépolluer une unité supplémentaire et payer un permis.

Pour réduire le coût de ses engagements pris dans le cadre du protocole de Kyoto, en janvier 2005, l'Union européenne (UE) a mis en place un système communautaire d'échange de quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>, *l'Emission Trading System* (ETS).

Les secteurs concernés sont ceux de l'électricité et de la chaleur ainsi que les industries fortement émettrices de CO<sub>2</sub> telles que la sidérurgie, la cimenterie, le raffinage, la papeterie, etc. Au total ces secteurs représentent 45% des émissions de CO<sub>2</sub> de l'UE.

Chaque Etat a procédé à une allocation des quotas pour la période 2005-2007 puis pour 2008-2012. Il est convenu que la quantité de quotas délivrée à la communauté diminue de façon linéaire de sorte que le système entraîne une réduction progressive et prévisible des émissions (Directive européenne 2009/29/CE). La prochaine période d'allocation portera sur 2013-2020 et verra la quantité totale de quotas européens diminuer pour être, en 2020, inférieure de 21% à son niveau initial de 2005. A compter de 2013, l'allocation des quotas

se fera intégralement aux enchères pour le secteur de l'électricité. Pour les autres secteurs couverts par le système communautaire, un système transitoire sera mis en place de manière à ce que les quotas alloués gratuitement diminuent chaque année d'une quantité égale pour représenter 80% en 2013, seulement 30% en 2020 et disparaître complètement en 2027 (Directive européenne 2009/29/CE).

L'allocation aux enchères permet de générer des revenus pour les Etats et d'accroître l'efficacité du marché. Grâce à ces revenus, les gouvernements peuvent diminuer voire supprimer d'autres taxes distorsives dans l'économie ou encore subventionner les technologies de dépollution. Le mode d'allocation gratuit des permis suivant le principe du "*grandfathering*"<sup>3</sup> a l'inconvénient de favoriser les firmes déjà présentes sur le marché.

Le marché des permis peut être efficace pour développer la CSC, si le prix est relativement élevé. Or, l'un des inconvénients du marché des permis est la volatilité de son prix. Le prix étant endogène au marché, il dépend de la conjoncture économique, de la météo, du prix des énergies fossiles, de la spéculation, etc. (Schubert, 2009). Un prix volatil envoie un signal confus, quand, au contraire, des signaux clairs et crédibles sur le long terme sont nécessaires pour orienter les choix d'investissement des acteurs économiques.

Au delà de la volatilité, c'est bien l'équilibre de long terme qui suscitera ou non les incitations économiques assurant la rentabilité de la CSC. Cet équilibre dépendra de la conception de la troisième phase du marché (2013-2020). Cette dernière devra établir des volumes de quotas suffisamment contraignants pour garantir un prix relativement élevé. L'Agence Internationale de l'Energie montre que le prix du CO<sub>2</sub> doit au moins atteindre 50 \$/tCO<sub>2</sub> d'ici 2020 pour inciter au développement de la CSC (IEA, 2008b).

Le deuxième inconvénient du marché des permis est son opacité. Selon Schubert (2009), la taxe, quant à elle, est plus transparente et se prête moins au marchandage politique qu'un marché de permis. La taxe unique s'applique à tous sans exceptions. En revanche, le mode

---

<sup>3</sup>Le *grandfathering* se base sur le principe de l'héritage, c'est-à-dire que l'affectation des permis d'émission se fait sous forme d'allocations "héritées" estimées à partir des émissions produites dans le passé (émissions historiques des firmes).

d'allocation des permis est soumis à des lobbies très importants.

Pourquoi l'Europe a-t-elle créé un marché des permis et non pas adopté une taxe carbone ? Les raisons évoquées par Schubert (2009) sont les suivantes :

Tout d'abord, les négociations internationales se sont basées sur des cibles environnementales quantitatives (limiter l'augmentation des températures à 2°C, ne pas dépasser un plafond de concentration atmosphérique en CO<sub>2</sub> de l'ordre de 400 ppm) et non sur le choix du prix du carbone. Il semblait donc difficile de déterminer le niveau et le profil de la taxe.

De plus, une taxe carbone étant inenvisageable pour les Etats-Unis, les Européens ont abandonné cette idée pour permettre une ratification américaine du protocole de Kyoto.

Le deuxième argument est politique : un marché avec allocation des permis gratuite où les pollueurs paient seulement pour les émissions au delà de leur allocation est plus acceptable qu'une taxe sur chaque unité d'émissions.

Enfin, le dernier argument était d'ordre juridique : alors que la mise en place d'une taxe au niveau communautaire nécessitait l'unanimité, celle du marché nécessitait seulement la majorité.

### *Les subventions*

La lutte contre la pollution s'effectue souvent par l'octroi de subventions à la réduction des émissions d'une part, et par des subventions à la diffusion de nouvelles technologies spécifiques d'autre part.

Du point de vue de la réduction des émissions, il est équivalent de taxer le pollueur pour qu'il réduise sa pollution ou de le subventionner dans son activité de dépollution. Si le pollueur reçoit une subvention proportionnelle à son niveau de dépollution, il dépolluera tant que son coût marginal de dépollution restera inférieur au taux de la subvention. Le taux de subvention optimal est égal au taux de la taxe optimale. Cela revient à internaliser une externalité positive (réduction de la pollution) : le taux de subvention égalise le bénéfice marginal retiré par la société.

Cet outil est facile à mettre en œuvre car il est largement accepté par les industries

polluantes. Néanmoins, pour les victimes de la pollution, la subvention est un moyen de rémunérer les pollueurs dans leurs activités de dépollution. Ce sont bien les victimes qui, à travers l'autorité régulatrice, sont mises à contribution pour obtenir le niveau de pollution optimal. Cette logique va donc à l'encontre du principe de pollueur payeur<sup>4</sup> (Chiroleu-Assouline, 2007). La subvention a un deuxième inconvénient : celui de son financement par l'impôt, qui repose sur l'ensemble des contribuables ou par l'accroissement du déficit public.

Les subventions à la diffusion de nouvelles technologies telles que la CSC sont des outils stimulateurs d'innovation et d'adoption. Elles peuvent prendre différentes formes.

On trouve les subventions à l'investissement. Elles sont nécessaires pour réduire les coûts de CAPEX des installations notamment celles de capture. Le déploiement à grande échelle de la CSC nécessite aussi des investissements conséquents dans les infrastructures de transport. Les pouvoirs publics peuvent subventionner la mise en place d'un réseau privé de pipelines ou investir dans la construction d'un réseau public. Ce type de subvention est surtout utilisé dans les phases de développement de larges projets de démonstration.

La subvention peut aussi prendre la forme d'un prix garanti du CO<sub>2</sub>. Cette subvention est combinée au marché des permis. Le prix du CO<sub>2</sub> étant trop faible pour engendrer des investissements dans la CSC, les pouvoirs publics s'engagent à combler la différence entre le coût marginal de réduction d'une tonne de CO<sub>2</sub> grâce à la CSC et le prix d'une tonne de CO<sub>2</sub> sur le marché (Finon, 2009). Dès l'instant où les prix sur le marché sont assez élevés, la subvention s'arrête.

La question du financement de la subvention se pose toujours. Une combinaison de la taxe et de la subvention pourrait être envisagée. Cela accentuerait l'effet incitatif d'adoption de la CSC. De plus, les recettes de la taxe pourraient en partie être reversées pour la subvention de la CSC. La Commission européenne se penche aussi sur cette question.

---

<sup>4</sup>Le principe pollueur payeur a été adopté par l'OCDE en 1972. Il pousse les pollueurs à prendre en charge les *“coûts de mesure de prévention et de lutte contre la pollution arrêtées par les pouvoirs publics pour que l'environnement soit dans un état acceptable”*

L'idée est de créer un fond spécial pour la CSC. Ces fonds proviendraient de la vente aux enchères des permis d'émissions négociables à partir de 2013.

Existe-t-il un instrument plus efficace qu'un autre? C'est la question à laquelle nous essayons de répondre dans la partie suivante.

### 3.1.3 Comparaison des instruments

Définir la notion d'efficacité permet de comparer les instruments économiques mis en place dans la gestion des problèmes de pollution. Trois critères d'efficacité sont retenus pour l'analyse.

Le premier critère est environnemental. L'objectif est d'atteindre le niveau de réduction de la pollution fixé par le régulateur. Dans un monde idéal, où les coûts de dépollution et les dommages causés par la pollution sont connus, le niveau de pollution optimal serait obtenu par l'égalité entre le coût marginal de réduction des émissions et le dommage marginal provoqué par les émissions.

L'efficacité économique au sens de Pareto constitue le second critère. L'objectif environnemental doit être atteint à moindre coût pour l'ensemble de la société (maximisation du bien-être social). L'analyse des coûts économiques bruts des politiques environnementales (exclusion des bénéfices environnementaux) s'inscrit dans une dimension assez large. En effet, il ne s'agit pas seulement de prendre en compte les impacts négatifs pour le secteur touché régulé mais l'ensemble des impacts d'équilibre général (Goulder et Parry, 2008). Ainsi, la littérature économique s'est largement penchée sur des notions plus larges de "coût", en étudiant les interactions entre les instruments de politique environnementale et le système fiscal préexistant et le rôle de l'incertitude. Ce critère d'efficacité économique est plus longuement étudié dans la deuxième partie de la thèse.

Enfin, l'efficacité en termes d'innovation et d'adoption de nouvelles technologies appelée aussi efficacité dynamique des instruments est le troisième critère retenu. Certains instruments ont la propriété d'exercer une incitation permanente à la réduction des émissions,

ce qui peut passer par l'innovation et l'adoption de nouvelles technologies de dépollution.

### **L'efficacité environnementale**

En théorie, lorsque l'information est parfaite, les coûts marginaux de dépollution et les dommages marginaux sont connus par le régulateur. Dans ce cas, les normes, la taxe, les subventions et les permis sont équivalents pour atteindre l'objectif environnemental (Chiroleu-Assouline, 2007). La seule différence réside dans le fait que la norme impose le montant de l'effort alors que le système de permis, via l'échange, permet aux acteurs une plus grande flexibilité de l'effort avec une contrainte globale. Le taux de la taxe est égal au prix d'équilibre du permis.

En revanche, lorsque le régulateur connaît mal les coûts et les dommages (la connaissance des dommages étant difficilement évaluable monétairement), la régulation par les quantités (norme-permis) semble plus efficace que la régulation par les prix (taxe-subvention) pour atteindre l'objectif environnemental. Le régulateur se fixe un objectif de dépollution mais il connaît mal les coûts privés des entreprises polluantes. Il lui est donc difficile de prédire avec certitude le niveau de pollution qu'il obtiendrait avec une taxe.

Pour contourner ce problème, Baumol (1972), dans une situation de second rang, propose un processus de tâtonnement. Le régulateur impose un niveau de taxe puis observe le résultat environnemental obtenu et ajuste afin d'atteindre l'objectif. Il conclut que la taxe est plus efficace économiquement que la norme car elle permet la réduction des émissions à moindre coût. Cependant, d'un point de vue environnemental, ce processus de tâtonnement est moins satisfaisant que le recours à une norme qui, elle, prescrit en amont le résultat environnemental.

Le même raisonnement s'applique pour le marché des permis où la variable de contrôle du régulateur est la quantité de pollution. En effet, la création d'un système de permis s'accompagne d'une répartition des permis dont les quantités sont prédéfinies en amont. Ainsi, la réalisation de l'objectif fixé ex ante est assurée alors que l'instauration de la taxe

ne permet pas d'obtenir spontanément le même résultat (Chiroleu-Assouline, 2007).

### L'efficacité économique

Dans un premier temps, l'efficacité-coût des instruments au sens "strict" est considérée. Autrement dit le coût brut des instruments pour le secteur régulé. Dans un second temps, la notion de coût est élargie pour prendre en compte le rôle de l'incertitude et les effets des interactions fiscales.

– *Efficacité-coût au sens "strict"*

L'objectif de l'efficacité économique suppose de minimiser le coût global de réduction des émissions en égalisant les coûts marginaux d'abattement de tous les pollueurs. Cela nécessite que les agents soient confrontés à un prix unique des émissions et ce prix est tel qu'il égalise les bénéfices et les coûts marginaux de la réduction des émissions (Baumol et Oates, 1971). Ainsi, chaque firme polluante est incitée à utiliser toutes les solutions de dépollution possibles (substitution d'inputs, réduction de l'output, technologie de dépollution) jusqu'à ce que leur coût marginal de dépollution égalise le prix des émissions.

La taxe sur les émissions et le système de marché des permis permettent d'obtenir ce prix unique et engendrent la réduction des émissions à moindre coût. Les entreprises polluantes, dont le coût de dépollution est plus faible, réduiront davantage leurs niveaux d'émissions que celles dont ce coût est plus élevé. En absence d'incertitude et d'imperfection de l'information, ces deux outils aboutissent au même résultat en termes d'efficacité économique. Le taux de la taxe est égal au prix du permis pour un montant de réduction des émissions optimal et cela quel que soit le mode d'allocation initiale des permis choisi (enchères-gratuit).

La norme d'émission est généralement uniforme : elle impose à chaque pollueur le respect d'un même niveau de dépollution sans prendre en compte l'hétérogénéité des coûts marginaux de dépollution. De plus, elle ne permet pas aux pollueurs d'exploiter toutes les solutions de dépollution. Par exemple, une norme de procédé contraignant les installations

polluantes à utiliser une technologie de CSC ne donne pas d'incitation à utiliser des inputs non polluants. De même, une norme spécifiant la composition des inputs, comme une proportion fixe d'énergie renouvelable dans la production, ne permet pas de développer la CSC. Les normes ne minimisent pas le coût global des émissions et sont donc moins efficaces économiquement que les instruments de marché.

La littérature met donc en évidence la supériorité des instruments économiques sur les instruments réglementaires dans cette définition de l'efficacité-coût au sens "strict". Des lors que l'on élargit le champ de définition, le classement des instruments est-il toujours le même? Nous allons déterminer dans un premier temps si l'équivalence entre marché des permis et taxe sur les émissions est toujours valide dans un contexte d'information imparfaite. Nous analyserons ensuite l'impact des interactions fiscales sur le choix des instruments. Enfin, les impacts redistributifs des instruments et leur influence sur le critère d'efficacité économique seront considérés.

– *Efficacité-coût au sens "large"*

*Dans un contexte incertain*

L'équivalence entre taxe et permis ne tient plus en univers incertain. En effet, le régulateur connaît mal la forme de la courbe de coût marginal de réduction des émissions des pollueurs. Weitzman (1974) montre que le choix entre taxe et permis dépend des pentes des courbes de dommage marginal et de coût marginal de réduction des émissions. Lorsque la pente de la courbe de coût marginal de réduction des émissions est largement supérieure (en valeur absolue) à la pente de la courbe de dommage marginal, la taxe est préférable au permis, car elle minimise l'espérance de perte de bien-être. En revanche, lorsque la pente de la courbe de dommage marginal est plus élevée que celle de la courbe de coût marginal de réduction des émissions, alors le système de permis est préférable à la taxe.

Pizer (1998) applique cette problématique du choix des instruments prix-quantités au changement climatique. Les coûts sont liés à la réduction des émissions de GES et le

dommage est une fonction du stock de carbone atmosphérique. Il montre que dans les cas de pollution de stock, l'augmentation du dommage lié à la dernière unité d'émission est faible par rapport au dommage environnemental accumulé. Cet argument joue donc en faveur de la taxe. Cependant, de nombreuses incertitudes pèsent sur la forme de la fonction de dommage. Il est difficile de savoir si les dommages sont une fonction linéaire voire continue du stock atmosphérique. Des changements brutaux tels que la disparition du Gulf Stream accroîtraient soudainement les dommages et renverserait la préférence pour les permis. Afin de prendre en compte ces incertitudes, des politiques hybrides combinant taxes et système de permis ont été proposées (Philibert, 2003). Elles sont généralement préférées à l'utilisation d'un seul instrument dans ce contexte incertain de changement climatique (Pizer, 2002 ; Jacoby et Ellerman, 2002).

*En présence d'interactions fiscales*

La supériorité des instruments économiques selon le critère d'efficacité-coût est moins évidente lorsqu'il existe des interactions entre les politiques environnementales et les taxes distordantes préexistantes (Goulder et Parry, 2008). La taxe sur les émissions, la taxe sur la ressource polluante et les permis aux enchères procurent à l'Etat des revenus qui peuvent être réinjectés dans l'économie sous forme de réduction des taxes distordantes préexistantes (charge sur le travail et sur le capital). Ainsi, les coûts bruts de ces instruments ne dépendent plus seulement de leurs coûts directs mais aussi des bénéfices engendrés par la réduction des taxes distordantes. Deux effets jouant en sens opposés interviennent dans l'évaluation des coûts des instruments (Parry, 1995). D'une part, *l'effet de recyclage du revenu* réduit la charge excédentaire des impôts préexistants et réduit ainsi le coût de la politique environnementale. D'autre part, *l'effet d'interaction des taxes* conduit à une réduction de l'offre de travail et de capital (résultant de la hausse des prix des biens polluants) et augmente le coût des politiques environnementales. L'effet d'interaction des taxes étant assez conséquent, le coût des politiques environnementales est plus important lorsque les interactions fiscales sont prises en compte.

Quel est l'impact de ces interactions fiscales sur le choix des instruments? Goulder et Parry (2008) montrent qu'une taxe sur les émissions ainsi qu'un système de permis avec allocation aux enchères dont les recettes servent à réduire des taxes distordantes préexistantes ont un avantage en termes de coût par rapport à la taxe dont les recettes sont reversées forfaitairement aux ménages et au système de permis avec allocations gratuites.

La présence d'interactions fiscales pose à nouveau la question du coût des instruments réglementaires. Nous avons vu que ces instruments sont plus coûteux que les instruments économiques au sens "strict". Cependant, pour un niveau donné de réduction des émissions, l'effet d'interaction des taxes pour les normes d'émissions et de procédés est souvent plus faible que pour les taxes et les permis. Cela s'explique en partie par leur plus faible impact sur le prix de l'output, car les firmes ne payent pas pour chaque unité d'émissions restantes (après dépollution). Ainsi la supériorité du système de permis avec allocation gratuite aux instruments réglementaires en termes de coût peut s'avérer difficile à vérifier (Goulder *et al.*, 1998).

### **Efficacité dynamique**

L'aptitude des instruments à inciter les pollueurs à innover et à adopter de nouvelles technologies de dépollution est le troisième critère d'efficacité retenu. Promouvoir le changement technologique est un enjeu essentiel du débat sur les politiques publiques de lutte contre le changement climatique.

La littérature théorique sur les incitations économiques et les changements technologiques est très conséquente. Une revue de la littérature a été conduite par Jaffe *et al.* en 2002. De nombreuses études théoriques ont montré la supériorité des instruments de marché sur la réglementation dans l'innovation et l'adoption de nouvelles technologies (Downing et White, 1986; Milliman et Prince, 1989; Jung *et al.*, 1996).

La taxe présente l'avantage d'inciter les firmes polluantes à l'innovation en s'efforçant de réduire leurs coûts marginaux de dépollution. Elle est dite dynamiquement efficace car elle

exerce une incitation continue sur les entreprises. En revanche, avec la norme, les pollueurs n'ont aucune incitation à dépasser l'objectif réglementaire de réduction des émissions (Jaffe *et al.*, 1995).

De la même manière, le système d'échange des permis agit aussi comme une incitation permanente à l'innovation et à la diffusion des nouvelles technologies. La possibilité de revendre ses permis et donc d'accroître ses bénéfices encourage les acteurs du marché à aller au-delà de ce qui est requis.

Milliman et Prince (1989) comparent ainsi plusieurs instruments de politique économique en termes d'adoption de nouvelles technologies et regardent l'impact de ces instruments sur les variations de surplus des producteurs. Ils montrent que l'allocation aux enchères des permis est l'instrument le plus incitatif suivi de la taxe et des subventions puis de l'allocation gratuite de permis et de la régulation. L'adoption de nouvelles technologies de dépollution dans le cadre d'un marché conduit à une baisse de la demande de permis et donc à une baisse des prix. Dans un système d'allocation aux enchères, cette baisse des prix est un avantage pour l'entreprise qui adopte la technologie et pour les autres entreprises soumises au marché puisqu'elles paient moins cher les permis au régulateur. En revanche dans un système d'allocation gratuite, l'entreprise qui adopte la technologie est perdante car étant dans une situation de vendeur de permis, ses revenus de la vente sont moindres. Jung *et al.*, (1996) confirment ces résultats.

La supériorité du système de permis aux enchères à la taxe est remise en cause par Keohanne (1999). Il souligne qu'en présence d'un marché des permis, le prix du marché baisse suite à l'adoption d'une nouvelle technologie. Ce prix bas bénéficie à toutes les entreprises acheteuses de permis car il diminue leurs coûts de production. Ainsi, cette baisse empêche une plus large adoption de la technologie. L'auteur souligne donc que la taxe est plus appropriée en termes d'incitation à l'adoption de nouvelles technologies car son taux n'est pas influençable par les acteurs.

Cette revue de littérature théorique, sur les instruments de régulation environnementale, nous a permis de mieux comprendre les choix qui s'offrent au régulateur pour créer un cadre économique incitatif afin de minimiser le coût global de l'effort de prévention du risque climatique. Ces instruments sont-ils efficaces pour inciter à l'adoption de la BCSC ?

## **3.2 Quels instruments choisir pour inciter au développement de la BCSC ?**

A notre connaissance, aucune étude ne s'est penchée sur les incitations nécessaires à mettre en place pour développer la BCSC à grande échelle. Nous souhaitons donc pallier ce manque dans cette seconde section.

Une première réflexion sur les limites de certains instruments à inciter au développement de la BCSC est conduite. Compte tenu de la singularité de cette technologie, nous verrons quels sont les instruments les plus adaptés. Bien que, sur un plan théorique certains instruments semblent appropriés à la BCSC, il faut garder à l'esprit que la communauté internationale, à travers le protocole de Kyoto, a déjà mis en place des instruments de flexibilité économique.

La seconde réflexion porte donc sur l'intégration de la BCSC dans les mécanismes du protocole de Kyoto. Deux mécanismes dits "de flexibilité" sont étudiés : le marché des permis et les mécanismes de développement propre (MDP).

### **3.2.1 La limite des instruments de politique environnementale**

Certains instruments semblent appropriés pour promouvoir le développement de la CSC et inappropriés dans le cas de la BCSC. Quatre instruments de marché et un instrument réglementaire ont retenu notre attention.

### **Taxe fossile versus taxe carbone**

Une taxe sur l'usage des énergies fossiles peut être envisagée pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. Dans la littérature, les émissions de carbone sont représentées par une fonction simple et linéaire de la ressource fossile. Il est donc équivalent de taxer la ressource elle-même ou les émissions. Dans notre cadre d'analyse, cette notion ne tient plus car une technologie de dépollution en bout de chaîne est disponible. La technologie de CSC permet de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> mais l'input utilisé est de l'énergie fossile.

Une taxe sur les énergies fossiles va inciter le pollueur à utiliser des énergies renouvelables mais elle n'incitera aucunement au développement de la CSC. Ce sont les émissions de CO<sub>2</sub> qui doivent être taxées.

### **Les subventions**

Pour développer la CSC et la BCSC en même temps, une subvention unique peut être mise en place. Cette subvention doit s'appliquer à la CSC en général sans distinguer la provenance des émissions. Elle se place dans la catégorie des subventions à la réduction des émissions et doit porter uniquement sur les émissions évitées grâce à la CSC. En effet, à titre d'exemple, une subvention à l'investissement seule n'est pas adaptée au développement de la CSC car elle ne procure pas d'incitation sur le long terme. Les coûts d'installation des unités de capture-transport-stockage seront certes réduits mais, pour être efficace, la subvention doit être combinée à un autre instrument qui donne un prix au CO<sub>2</sub>. Une subvention spécifique à la technologie semble donc plus à même de promouvoir la CSC et la BCSC. Les subventions peuvent être différenciées afin de développer une des technologies en particulier.

### **L'instrument hybride : la combinaison d'une taxe carbone et d'une subvention**

Une taxe sur les émissions de CO<sub>2</sub> augmente la compétitivité des technologies neutres en carbone. En revanche, elle n'offre pas d'incitation au déploiement de la CSC à partir de

biomasse car le CO<sub>2</sub> issu de la biomasse est considéré comme neutre (GIEC, 2005). Si le gouvernement décide de mettre en place une taxe carbone, il doit également subventionner la capture des émissions issues de la biomasse pour récompenser les émissions négatives.

Prenons l'exemple d'un industriel qui produit à partir d'énergie fossile et de biomasse. S'il décide de dépolluer grâce à une technologie de CSC sur les énergies fossiles, il paiera la taxe sur chaque unité d'émission restante. S'il décide aussi de capturer les émissions issues de la biomasse, alors, il se verra reverser une subvention pour chaque unité d'émission négative égale au taux de la taxe.

Le marché des permis est un instrument capable d'inciter au développement de la CSC et de la BCSC si, tout comme la taxe carbone, il reconnaît le principe d'émissions négatives<sup>5</sup>.

### **Les normes**

Une norme spécifique à la CSC est aussi un instrument adapté au développement de la BCSC. Cette norme peut prendre les formes que nous avons exposées dans la section 1. Il est facilement envisageable de contraindre toute nouvelle centrale utilisant de l'énergie fossile à être équipée d'une technologie de CSC ou encore de définir un seuil de capture minimum pour ces dernières.

En revanche, il est plus difficile de contraindre des centrales biomasses à utiliser une technologie de CSC. D'un point de vue éthique, ces centrales sont déjà respectueuses de l'environnement. Pourquoi les contraindre à faire encore mieux ?

Un seul argument pourrait aller dans le sens de la norme pour la BCSC. L'exemple provient du secteur des biocarburants. De nombreuses polémiques concernent le réel intérêt environnemental des biocarburants de première génération (Cf. chapitre 1, section 1.1.1, pp. 27-28).

Une critique, selon nous plus problématique, concerne la production de biocarburants

---

<sup>5</sup>Ce point est plus longuement détaillé dans la sous section (2.2).

dans certaines régions du monde. Celle-ci est souvent faite sans aucun respect de l'environnement : déforestation, changement excessif des usages des sols, atteinte à la biodiversité, etc. (Koh et Ghazoul, 2008). La déforestation pour créer des surfaces cultivées émet des quantités importantes de CO<sub>2</sub>. Les études estiment qu'environ 2 milliards de tonnes de carbone ont été relâchées dans l'atmosphère, notamment en Indonésie et Malaisie, pour cultiver des palmiers afin de produire du biodiesel (Merlin, 2008).

Le bilan carbone pourrait s'avérer bien moins bon qu'on ne le croit. De ce fait, imposer une norme qui consisterait à obliger la production de biocarburants à être négative en carbone permettrait de surmonter ce problème. Cette norme très contraignante aurait le caractère d'une labellisation des biocarburants (Mathews, 2008).

Le tableau suivant résume l'efficacité des instruments en termes d'adoption de la CSC et de la BCSC.

TAB. 3.1 – Efficacité des instruments en termes d'adoption de la CSC et de la BCSC

Instruments	Développement de la CSC	Développement de la BCSC
Taxe fossile	Non	Non
Taxe carbone	Oui	Non
Taxe carbone + subvention CSC biomasse	Oui	Oui
Subvention CSC fossile	Oui	Non
Subvention CSC biomasse	Non	Oui
Subvention CSC	Oui	Oui
Permis ETS	Oui	Non
Permis avec émissions négatives reconnues	Oui	Oui
Norme de procédé	Oui	Oui

### 3.2.2 L'introduction de la BCSC dans les mécanismes du protocole de Kyoto

L'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto en 2005 s'accompagne de la mise en œuvre de mécanismes dits "de flexibilité". Ces mécanismes sont là pour accompagner les politiques

nationales de lutte contre les émissions. Ces mécanismes peuvent être classés en deux catégories. Le mécanisme des permis négociables (EU-ETS), d'une part, et les mécanismes de projets, d'autre part. Ces derniers incluent les mécanismes de développement propre (MDP).

### **L'intégration de la BCSC dans l'ETS**

À l'heure actuelle, la BCSC n'a pas été envisagée par la Commission européenne. Une entreprise qui produit à partir de biomasse n'a donc aucun avantage à adopter la CSC car les émissions négatives ne sont pas prises en compte par le système des permis. En effet, le marché incite les entreprises soumises à quotas à réduire leurs émissions jusqu'à un niveau d'émissions nul. Il convient d'étudier comment cette filière peut s'inscrire le plus simplement possible dans ce cadre économique.

Dans un premier temps, nous étudions la directive 2009/29/CE<sup>6</sup> relative au système communautaire d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre. Dans un second temps, nous formulons des recommandations.

#### *Analyse de la directive 2009/29/CE*

La proposition 20 de la directive 2009/29/CE concerne uniquement les émissions liées aux ressources fossiles. Elle prescrit qu'aucun permis gratuit ne soit alloué pour l'ensemble de la chaîne CSC. Chaque émission stockée est considérée comme non émise. L'incitation à développer la CSC provient de la "non restitution" des quotas en fin de période. Selon l'article 12 (3bis), l'industriel n'est pas obligé de restituer des quotas pour les émissions stockées de manière définitive.

Il n'existe donc pas de différence entre l'utilisation du procédé de CSC et une substitution de l'énergie fossile à de l'énergie renouvelable. Si l'entreprise capture son CO<sub>2</sub> et le stocke de manière permanente, elle peut revendre ses quotas sur le marché.

---

<sup>6</sup>La directive n° 2009/29/CE du 23/04/09 modifie la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

L'incitation à la CSC pour un industriel produisant à partir d'énergie fossile semble efficace tandis que les incitations à développer la CSC à partir des bioénergies n'existent pas. Cependant, nous pouvons relever dans la directive quelques indications sur ce procédé. En effet, la directive traite de manière différente les installations fonctionnant uniquement à la biomasse des installations fonctionnant simultanément à la biomasse et à l'énergie fossile.

L'annexe 1.1 exclut les installations fonctionnant uniquement à la biomasse de la directive : *"Les installations ou parties d'installations utilisées pour la recherche, le développement et l'expérimentation de nouveaux produits et procédés, ainsi que les installations utilisant exclusivement de la biomasse, ne sont pas visées par la présente directive"*.

L'article 10bis montre qu'il est possible de délivrer des quotas à titre gratuit à certains secteurs industriels. L'article précise que les modalités d'allocation doivent être définies pour encourager *"l'utilisation de techniques efficaces pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et améliorer le rendement énergétique en recourant aux techniques les plus efficaces, aux solutions et aux procédés de production de remplacement, à la cogénération à haut rendement, à la récupération efficace d'énergie à partir des gaz résiduaux, à l'utilisation de la biomasse ainsi qu'au captage et au stockage du CO<sub>2</sub> lorsque ces moyens sont disponibles, et n'encouragent pas l'accroissement des émissions"*.

De plus, des exemptions peuvent être accordées au chauffage urbain : les permis sont alloués de manière gratuite (paragraphe 4 de l'article 10bis). En revanche, il est mentionné de manière très explicite qu'aucun permis gratuit n'est alloué au secteur de l'électricité pour les entreprises déjà sur le marché ainsi que pour les nouveaux entrants (paragraphe 7 de l'article 10bis).

Il est donc certainement possible de distribuer gratuitement des permis à une installation dotée d'une technologie de BCSC si et seulement si l'installation n'appartient pas au secteur électrique (article 10bis) et si elle utilise de l'énergie fossile en plus de la bio-

masse (annexe 1.1). Une installation fonctionnant exclusivement à la biomasse ne peut, en conséquence, pas bénéficier d'incitations via l'ETS.

Enfin, l'article 24 de la directive sur les procédures d'inclusion unilatérale d'activités et de gaz non énumérés dans l'annexe 1.1 montre de manière non explicite que les émissions issues de la biomasse pourraient être reconnues via l'ETS à condition que l'installation utilise également de l'énergie fossile.

Selon l'analyse de la directive, l'incitation au développement de la BCSC via le marché européen des permis est différente en fonction des types d'installation :

- les installations industrielles fonctionnant partiellement à la biomasse,
- les installations électriques fonctionnant partiellement à la biomasse,
- les installations de tous types fonctionnant exclusivement à la biomasse.

Seul le premier type d'installation pourrait bénéficier d'une allocation gratuite de permis. Le dernier étant exclu du marché des permis.

#### *Recommandations*

De notre point de vue, dès lors qu'il y a séquestration permanente du dioxyde de carbone, chaque tonne de CO<sub>2</sub> évitée devrait être récompensée, quelle que soit son origine. Ainsi, les émissions négatives engendrées par un procédé de BCSC devraient être valorisées afin de constituer une source de revenu pour l'industriel.

Nous distinguons les installations fonctionnant partiellement à la biomasse des installations fonctionnant uniquement à la biomasse.

Les installations électriques et industrielles fonctionnant partiellement à la biomasse achètent leurs permis aux enchères afin de couvrir leurs émissions fossiles. L'industriel, dès lors qu'il capture une partie de ses émissions, peut revendre ses permis sur le marché. A cette étape là, aucune distinction ne doit être faite sur l'origine du CO<sub>2</sub>. La capture à partir de biomasse doit permettre à l'industriel d'aller plus loin dans la réduction de ses émissions. En effet, même s'il voulait capturer 100% de ses émissions fossiles, il n'y

arriverait pas, compte tenu des contraintes techniques liées à la capture. En capturant sur les deux sources, il peut arriver à un niveau d'émissions nul voire négatif. Cependant, le système d'allocation aux enchères ne lui donne pas d'incitation à aller au-delà de zéro. La quantité de permis qu'il détient et qu'il peut vendre correspond uniquement au montant total de ses émissions fossiles.

Il semble donc nécessaire que le régulateur alloue des permis gratuits à ces entreprises si elles engendrent des émissions négatives. Nous pensons qu'il n'est pas justifié de différencier le secteur électrique des autres secteurs industriels sachant que la CSC sera majoritairement déployée dans ce secteur (le chapitre 2 a montré le développement conséquent de la CSC sur les centrales électriques utilisant de la biomasse).

Les installations fonctionnant uniquement à la biomasse ne sont, quant à elles, pas prises en compte par le marché. Ainsi, nous recommandons une allocation gratuite de quotas pour ces installations proportionnellement au montant des émissions évitées. De plus, ces installations étant peu nombreuses, les allocations gratuites n'affecteraient que marginalement l'efficacité du marché. Dans ce cas, les émissions issues de la biomasse stockées serviraient à dégager des crédits qui n'existaient pas préalablement. Les producteurs ayant des émissions de CO<sub>2</sub> négatives seraient donc tous en situation d'offre de permis sur le marché. Ces procédés de production à émissions négatives doivent être pris en compte au moment de définir le montant global d'allocation des permis au risque de faire baisser les cours du carbone. Il faut alors compenser cette baisse en diminuant le nombre de quotas de départ destinés aux autres participants.

Le protocole de Kyoto ne pose pas de contrainte sur les émissions de GES pour les pays en voie de développement. Cependant, la consommation énergétique et les émissions associées ne cessent de croître dans ces pays (Cf. graphique 2.24, chapitre 2, p. 118). La qualité du climat étant un bien public global elle a un impact sur la totalité de la planète de façon indivisible.

Le protocole de Kyoto inclut donc des dispositions pour réduire les émissions de GES dans les pays non tenus par des objectifs chiffrés. Les mécanismes de développement propre en font partie. De plus, le potentiel de la BCSC s'étend largement au-delà des pays de l'annexe 1<sup>7</sup> (Cf. graphique 2.9, chapitre 2, p. 102). L'étude consiste donc à analyser comment cette dernière peut s'intégrer dans les MDP.

### **L'intégration de la BCSC dans les mécanismes de développement propre**

Les mécanismes de développement propre (MDP) sont décrits dans l'article 12 du protocole de Kyoto. Ils donnent la possibilité à un Etat signataire du protocole et figurant dans l'annexe 1, ainsi qu'à toutes entreprises de cet Etat, d'investir dans un projet de réduction d'émissions dans un pays signataire du protocole mais ne faisant pas partie de l'annexe 1.

Pour que les réductions d'émissions soient certifiées, trois conditions doivent être remplies.

Tout d'abord, les deux parties concernées doivent participer volontairement au projet. Puis, les réductions d'émissions doivent être mesurables et durables. Enfin, le pays ou l'entreprise porteuse du projet doit montrer que ce projet n'aurait pas pu être développé en l'absence d'un MDP.

L'entreprise gagne des crédits carbone appelés Unités de Réductions d'Emissions Certifiées (UREC) qu'elle peut revendre sur le marché ou déduire des ses obligations de réduction d'émissions. L'objectif des MDP est double. D'une part, c'est un moyen pour les entreprises de respecter leurs obligations de réduction d'émissions à moindre coût. D'autre part, cela permet le transfert de technologies de dépollution visant à instaurer un développement durable dans les pays non membres de l'annexe 1.

---

<sup>7</sup>Les pays de "l'annexe 1" sont cités dans l'annexe 1 de la Convention-cadre sur le changement climatique. Ces pays sont repris dans "l'annexe B" du Protocole de Kyoto. Il s'agit : des pays développés (Allemagne, Australie, Autriche, Belgique, Canada, Danemark, Espagne, Etats-Unis, Finlande, France, Grèce, Irlande, Islande, Italie, Japon, Luxembourg, Norvège, Nouvelle-Zélande, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède, Suisse et Turquie) et des pays en transition vers une économie de marché (Biélorussie, Bulgarie, Estonie, Fédération de Russie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Pologne, Roumanie, République tchèque, Slovaquie, Ukraine).

Le protocole de Kyoto ne donne aucune information sur la manière dont la CSC peut se développer à travers les mécanismes de développement propre. L'introduction de la CSC dans les projets MDP a été soumise à plusieurs controverses lors des Conférences des Parties<sup>8</sup> (Coninck, 2008 ; Schakley *et al.*, 2009).

Les craintes principales sont d'ordre technique et portent sur la maturité des technologies de capture, transport, stockage, les risques de fuites du CO<sub>2</sub> et les méthodes de comptabilisation des réductions réelles d'émissions.

D'autres barrières s'ajoutent. Elles concernent les questions de responsabilité et de réglementation de la CSC. En effet, le pays d'accueil doit être responsable de la sécurité du site de stockage. La question qui se pose est de savoir si le transfert de responsabilité de l'entreprise vers l'Etat lorsque le site de stockage arrive en fin de vie est réalisable dans certains pays en développement.

Bakker *et al.* (2010) montrent que le pays d'accueil doit avoir adopté un cadre réglementaire spécifique à la CSC avant de pouvoir être éligible pour un projet CSC-MDP. Ce cadre définirait explicitement les règles de localisation des sites de stockage, les engagements de surveillance, les questions de responsabilité à long terme, etc.

La question de l'acceptabilité de la CSC est également un frein pour son développement. Du fait de son immaturité, les pays en développement ont une faible connaissance de la technologie. Cela peut créer des déséquilibres dans l'élaboration de projet MDP entre les pays (Coninck, 2008). De plus, grâce à des sondages réalisés au Sénégal et au Botswana, Bakker *et al.* (2010) montrent que la priorité est plutôt donnée à l'adaptation qu'à la réduction des émissions sur les questions climatiques dans ces pays. Ce point ne joue pas en faveur des projets CSC-MDP.

Les barrières décrites sont propres à la CSC mais ne sont pas spécifiques à la CSC à partir de biomasse. La BCSC a l'avantage de réduire drastiquement les émissions contrairement à la CSC, souvent considérée comme une façon d'accroître l'utilisation d'énergie

---

<sup>8</sup>Chaque année, les pays qui ont ratifié la Convention-cadre sur le changement climatique (1992) tiennent une Conférence des Parties (COP).

fossiles. Cet argument pourrait être un argument fort plaidant pour l'introduction de la BCSC dans les MDP car elle respecte le principe de réduction durable des émissions.

Lors de la conférence de Copenhague, il a été proposé de réfléchir à la manière d'introduire les technologies capables de réduire la concentration de CO<sub>2</sub> atmosphérique dans les MDP : *"Invites interested entities to submit methodologies, considering the current work of the Executive Board and the Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice, on new technologies that have the potential to reduce in net terms the concentration of carbon or carbon dioxide already in the Atmosphere"* (COP 15, 2009, paragraphe 33).

Cela constitue un réel progrès quant au développement de la BCSC. Pour assurer son intégration dans les MDP, les réductions d'émissions nettes doivent être méthodiquement mesurées. Cela peut s'avérer difficile car il faut prendre en considération, d'une part, les réductions d'émissions liées à la substitution d'énergie fossile par la biomasse et, d'autre part, les réductions d'émissions engendrées par la technologie de CSC. Pour s'affranchir de cette difficulté, les projets pourraient dans un premier temps uniquement appliquer une technologie de CSC à un secteur de bioénergie déjà existant dans le pays d'accueil. Par exemple, il est envisageable d'élaborer un projet de CSC sur une usine de production d'éthanol de canne à sucre au Brésil. Ainsi, les émissions évitées par la chaîne CSC, mesurées par une analyse de cycle de vie, pourraient être certifiées.

### 3.3 Conclusion

Ce chapitre a étudié les instruments de politique économique capables d'inciter au développement des technologies de CSC et de BCSC. Grâce à une revue de la littérature, les instruments adaptés à la CSC ont été comparés selon les critères d'efficacité économique, environnementale et dynamique dans la première section. La deuxième section a mis en évidence les limites de certains instruments de politiques économiques classiques dans leur capacité à promouvoir la BCSC et a posé la question de l'adéquation des mécanismes de

Kyoto à cette technologie.

Afin de développer les technologies de CSC, l'analyse montre que la taxe environnementale doit porter sur les émissions et non sur la ressource fossile.

La taxe carbone est donc un instrument adapté à la CSC. En revanche, elle n'offre pas d'incitation au développement de la BCSC car le CO<sub>2</sub> issu de la transformation de la biomasse est considéré comme non polluant.

Le seul instrument économique capable d'inciter au développement de la BCSC est une subvention à la capture des émissions d'origine biomasse.

Pour développer les deux technologies, le régulateur peut mettre en place une subvention unique à la capture des émissions sans distinguer leur provenance. Il peut également utiliser un instrument hybride qui consiste à combiner la taxe carbone et la subvention à la capture des émissions issues de la biomasse. Dans ce cas, l'industriel paie la taxe sur chaque unité d'émission d'origine fossile non capturée et se voit reverser une subvention pour chaque unité d'émission d'origine biomasse. Le taux de la taxe est égal au taux de la subvention.

Une norme de procédé obligeant la mise en œuvre d'une technologie de capture pourrait aussi être envisagée. Cependant, nous soulignons qu'il est difficile de contraindre les installations fonctionnant à la biomasse, donc non polluantes, à installer une technologie de CSC.

L'étude de la directive relative au fonctionnement du marché européen des permis d'émissions, développé par le protocole de Kyoto, montre que la possibilité de capturer les émissions issues de la biomasse n'a pas été envisagée par les instances européennes. Seules certaines installations industrielles fonctionnant partiellement à la biomasse pourraient bénéficier d'une allocation gratuite de permis. La directive exclut donc la possibilité d'allouer gratuitement des permis aux installations électriques et aux installations de tous types fonctionnant exclusivement à la biomasse. Ainsi, pour que la technologie de BCSC puisse voir le jour, nous proposons de distribuer des permis gratuits à toutes les installations qui

appliquent de la CSC à la biomasse, proportionnellement aux émissions évitées.

L'analyse révèle également que la BCSC pourrait se développer via les mécanismes de développement propre sous réserve que les réductions d'émissions nettes engendrées par cette technologie soient méthodiquement mesurées.

L'objectif du chapitre suivant est d'approfondir l'étude sur les instruments grâce à l'intégration de ces technologies dans un modèle d'équilibre général. Il sera ainsi possible de comparer quantitativement les effets macroéconomiques et environnementaux de la mise en œuvre de ces instruments économiques.

## Bibliographie

ADEME/DIREM. (2002). *Bilan énergétique et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France*, note de synthèse, Ecobilan PricewaterhouseCoopers.

Arrow, K. (1962). The economic implication of learning by doing, *Review of Economic Studies*, vol. 29, n°3, pp. 155-173.

Arthur, W. (1989). Competing technologies : increasing returns and lock-in by historical events, *Economic Journal*, vol. 99, pp. 116-131.

Bakker, S., Coninck, H., & Groenenberg, H. (2010). Progress on including CCS projects in the CDM : Insights on increased awareness, market potential and baseline methodologies, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, n°2, pp. 321-326.

Baumol, W. & Oates, W. (1971). The use of standards and prices for protection of the environment, *Swedish Journal of Economics*, vol. 73, n°1, pp. 42-54.

Baumol, W. (1972). On taxation and the control of externalities, *American Economic Review*, vol. 62, n°3, pp. 307-322.

Beaumais, O. & Chiroleu-Assouline, M. (2001). *Economie de l'environnement*, ed. Bréal, Paris.

Chiroleu-Assouline, M. (2007). Efficacité comparée des instruments de régulation environnementale, *Note de synthèse du SESP (MEDAD)*.

Coase, R.H. (1960). The Problem of Social Cost, *Journal of Law and Economics*, vol. 3, pp. 1-44

Coninck, H. (2008). Trojan horse or horn of plenty ? Reflections on allowing CCS in the CDM, *Energy Policy*, vol. 36, n°3, pp. 929-936.

COP 15 (2009). Further guidance relating to the clean development mechanism, FCCC/KP/CMP/2009/L.10, disponible en ligne :

<http://unfccc.int/resource/docs/2009/cmp5/eng/l10.pdf>

Directive 2009/29/CE du parlement européen et du conseil modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

Downing, P., & White, L. (1986). Innovation in pollution control, *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 13, n°1, pp. 18-29.

Finon, D. (2009). Efficiency of policy choices for the deployment of large scale low carbon technologies : the case of Carbon Capture and Sequestration (CCS), *Working paper Larsen*.

Finon, D., Menanteau, P., & Lamy, M. (2003). Prices versus quantities : environmental policies for promoting the development of renewable energy, *Energy policy*, vol. 31, n°8, pp. 799-812.

GIEC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Préparé par le groupe III du GIEC, Cambridge University Press, Cambridge, UK.

Goulder, L., & Parry, I. (2008). Instrument choice in environmental policy, *Review of Environmental Economics and Policy*, vol. 2, n°2, pp. 152-174.

Goulder, L., Parry, I. W., & Burtraw, D. (1998). The Cost-Effectiveness of Alternative Instruments for Environmental Protection in a Second-Best Setting, *Discussion paper 98-22 Resources for the future*.

Grimaud, A., & Rouge, L. (2009). Séquestration du carbone et politique climatique optimale, *Economie et Prévisions*, vol.4-5, pp. 53-70.

IEA. (2008b). *CO<sub>2</sub> capture and storage : A Key Abatement Option*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2008c). *International energy annual 2006 report released*, IEA/OECD, Paris.

Jaffe, A., & Stavins, R. (1995). Dynamic incentives of environmental regulations : the effect of alternative policy instruments on technology diffusion, *Journal of Environmental Economics and Policy*, vol. 29, pp. 43-63.

Jacoby, H.D., & Ellerman, A.D. (2002). *The Safety Valve and Climate Policy*, Joint Program Report n°83, MIT, Cambridge.

Jaffe, A., Newell, R., & Stavins, R. (2002). Environmental Policy and Technological Change, *Environmental and Resource Economics*, vol. 22, pp. 41-69.

Jung, C., Krutilla, K., & Boyd, R. (1996). Incentives for advanced pollution abatement technology at the industry level : an evaluation of policy alternatives, *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 30, pp. 95-111.

Keohane, N. (1999). Policy instruments and the diffusion of pollution abatement technology, *mimeo, Havard University*.

Koh, P., & Ghazoul, J. (2008). Biofuels, biodiversity and people : understanding the conflict and finding opportunities, *Biological Conservation*, vol. 141, n°10, pp. 2450-2460.

Mathews, J. (2008). Carbon-negative biofuels, *Energy Policy*, vol. 36, pp. 940-945.

Merlin, P. (2008). *Energie et environnement*, La documentation française, Paris.

Milliman, S., & Prince, R. (1989). Firm incentives to promote technological change in pollution control, *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 17, pp. 247-265.

Parry, I. (1995). Pollution Taxes and Revenue Recycling, *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 29, n°3, pp. 64-77.

Philibert C. (2003). Prix versus quantités : taxes ou permis contre le changement climatique, dans "*Kyoto et l'économie de l'effet de serre*", Rapport du CAE, n° 39. La Documentation française, pp. 205-219.

Pigou, A. (1920). *The Economics of Welfare*, Macmillan, Londres. Les fondements de l'analyse des externalités et l'introduction de la taxe pigouvienne.

Pizer, W. (2002). Combining price and quantity controls to mitigate global climate change, *Journal of Public Economics*, vol. 85, n°3, pp. 409-434.

Pizer W. (1998). Prices vs. Quantities Revisited : The Case of Climate Change, *Discussion Paper n°98 – 02, Ressource for the Future*.

Schubert, K. (2009). *Pour la taxe carbone, la politique économique face à la menace climatique*, Rue d'Ulm/Presses de l'Ecole normale supérieure, Paris.

Shackley, S., Reiner, D., Upham, P., de Coninck, H., Sigurthorsson, G., & Anderson, J. (2009). The acceptability of CO<sub>2</sub> capture and storage (CCS) in Europe : an assessment of the key determining factors, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 3, pp. 344-356.

Weitzman, M. (1974). Prices versus Quantities, *Review of Economic Studies*, vol. 41, n°4, pp. 477-491.



## Deuxième partie

# La modélisation de la CSC et de la BCSC et l'évaluation des politiques environnementales



# Chapitre 4

## La modélisation en équilibre général

Le précédent chapitre a permis d’approfondir notre analyse sur la performance des instruments économiques en termes d’adoption des technologies de capture et de stockage du carbone d’origine fossile (CSC) et d’origine biomasse (BCSC). Nous souhaitons, à présent, compléter l’étude qualitative sur l’efficacité de ces instruments par une étude quantitative. L’objectif est d’évaluer les effets de la mise en œuvre de plusieurs instruments économiques sur le développement des technologies de CSC et de BCSC d’une part, et sur l’économie dans son ensemble, d’autre part.

Pour ce faire, ce chapitre propose d’introduire ces technologies dans un modèle d’équilibre général calculable (MEGC). Ce type de modèle permet de mener une analyse quantitative d’un problème de politique environnementale. En effet, pour mener à bien une politique environnementale il ne suffit pas de connaître la nature et la direction des changements qui découlent des mesures prises. Il faut également pouvoir quantifier les impacts de ces mesures.

L’approche en équilibre général, contrairement à l’approche en équilibre partiel, a l’avantage de prendre en compte les interdépendances des marchés. Par exemple, il est intéressant d’étudier la réaction du marché du producteur d’énergie primaire quand une politique de taxation des émissions est introduite dans le secteur de l’énergie secondaire.

De plus, dans ces modèles les comportements macroéconomiques reposent sur des fondements microéconomiques solides.

Les MEGC peuvent être statiques ou dynamiques. L'approche retenue dans ce chapitre est dynamique car elle permet de juger au mieux les effets en termes de bien-être des politiques environnementales sur toute la période étudiée. Par ailleurs, le phénomène de changement climatique étant un processus dynamique, il serait difficile de justifier un cadre d'analyse statique.

La CSC à partir d'énergie fossile a fait l'objet de plusieurs études de modélisation empirique (Edenhofer *et al.*, 2005 ; McFarland et Herzog, 2006 ; Gerlagh, 2006 ; Gerlagh et van der Zwaan, 2006 ; Nordhaus, 2008 ; Otto et Reilly, 2008, Grimaud *et al.*, 2009). La majorité de ces études utilise des modèles d'optimisation dynamique et montre que la disponibilité de la CSC permet de réduire le coût de réduction des émissions. A notre connaissance, il existe seulement deux études qui analysent les effets de plusieurs instruments économiques sur le développement de cette technologie (Gerlagh et van der Zwaan, 2006 ; Otto et Reilly, 2008). Nous contribuons à cette littérature en introduisant dans le MEGC, la CSC à partir de biomasse ainsi qu'une large variété d'instruments économiques. Grâce à une approche de second rang, ces derniers sont comparés en fonction des critères *d'efficacité-économique* et *d'efficacité-technologique*. L'étude consiste à déterminer les instruments capables d'inciter au déploiement de la CSC et de la BCSC en minimisant le coût de la contrainte environnementale.

La démarche adoptée pour la construction et la simulation du MEGC est basée sur la méthodologie de Decaluwé *et al.* (2001) : tout d'abord, le modèle théorique répondant à notre problématique est détaillé. Cette étape consiste à choisir les formes fonctionnelles décrivant les relations technologiques et comportementales des agents économiques (producteurs, consommateurs, Etat). Les fonctions de production et d'utilité sont précisées et les demandes optimales de biens et de facteurs sont calculées. L'offre égalise la demande sur l'ensemble des marchés des biens et des facteurs afin de boucler le modèle.

Ensuite, les données statistiques de l'économie étudiée sont collectées pour une année déterminée. L'objectif est de construire un cadre comptable appelé "matrice de comptabilité sociale". Afin de constituer une économie de référence cohérente, les paramètres des formes fonctionnelles retenues doivent être calibrés. Cette étape consiste à calculer les valeurs numériques des paramètres pour reproduire les chiffres de la matrice de comptabilité sociale.

Enfin, une fois la *situation de référence* reproduite, des simulations peuvent être lancées sur les variables exogènes du modèle. L'impact de la politique environnementale peut ainsi être identifié en comparant la *nouvelle situation* à la *situation de référence*.<sup>1</sup>

Après avoir passé en revue la littérature sur les modèles d'équilibre général calculable appliqués à l'environnement, nous présentons le modèle théorique et détaillons les données utilisées ainsi que la procédure de calibrage. Les simulations de politique environnementale font l'objet du chapitre 5.

## 4.1 Les modèles d'équilibre général calculable appliqués à l'environnement

Cette section propose une revue de la littérature sur les modèles d'équilibre général appliqués à l'environnement et met en exergue les modèles qui étudient les instruments capables de développer la CSC.

### 4.1.1 Les fondements théoriques des MEGC et leurs évolutions

Les MEGC reposent sur la théorie de l'équilibre général concurrentiel attribuable à Walras et formalisée par Arrow et Debreu (1954). Ces modèles décrivent explicitement les comportements optimisateurs des agents micro-économiques (producteurs et consommateurs). L'ajustement entre l'offre et la demande sur les marchés détermine un système de

---

<sup>1</sup>Les opérations de calibrage et les simulations sont réalisées avec le logiciel GAMS (General Algebraic Modelling System).

prix d'équilibre ainsi que l'allocation des ressources et la répartition des revenus. A la fin des années soixante, les travaux de Scarf (1967) aboutissent à un algorithme permettant le calcul numérique de l'équilibre du modèle walrasien, dont la convergence est assurée.

Schubert (1993) présente les différents types de MEGC. Elle identifie trois catégories : les modèles d'optimisation (planification), les modèles économétriques et les modèles dits calibrés.

Les modèles d'optimisation (Manne et Richels, 1990, 1992) supposent qu'il y a une équivalence entre l'optimum social et l'équilibre décentralisé. Or, cette équivalence signifie que l'économie est dans une situation de premier rang, ce qui limite le réalisme de ces modèles (Beaumais et Schubert, 1996). Pour pouvoir effectuer des comparaisons en termes de politique économique les approches de second rang sont privilégiées.

Les MEGC-économétriques dans la lignée des travaux de Jorgenson (Jorgenson et Wilcoxon, 1990, 1993 ; Hazilla et Kopp, 1990) sont des modèles dont toutes les fonctions de comportement sont estimées par l'économétrie tandis que les autres modèles utilisent la procédure de calibrage. C'est une méthode robuste mais difficile à mettre en œuvre car l'estimation des paramètres nécessite beaucoup d'observations souvent peu disponibles.

L'approche d'Harberger, Scarf, Shoven et Whalley adopte des modèles calibrés. Il s'agit d'une famille de modèles dont les principales contributions sont celles d'Harberger (1962), de Scarf (1967) et de Shoven et Whalley (1972, 1973). Le calibrage s'effectue à partir d'une base de données limitée à une seule année.

Les MEGC récents se sont éloignés du cadre walrasien afin de se rapprocher de la réalité économique en incorporant des comportements dynamiques de production et de consommation, de l'imperfection dans la structure des marchés et de la croissance endogène.

Les MEGC de la première génération ont un cadre d'analyse statique de concurrence parfaite (modèles à la Harberger-Scarf-Shoven-Whalley). Dans ce type de modèle, un équilibre de référence est calculé puis le modélisateur insère un choc de politique économique.

L'étude consiste donc à comparer l'équilibre final à l'équilibre initial pour évaluer l'impact de la politique économique (Letournel *et al.*, 1992). Les MEGC qui prennent en compte les comportements inter-temporels du côté des ménages comme celui des entreprises permettent d'enrichir la compréhension de l'impact des politiques sur l'économie. Ils permettent, en effet, de rendre compte à la fois de la dynamique transitoire et de l'équilibre de long terme de l'économie (Mage-Bertomeu, 2006). Les MEGC statiques peuvent parfois surestimer les effets sur le bien-être de la politique mise en place en occultant les effets potentiellement négatifs à court terme. La modélisation dynamique, en rendant compte du sentier d'ajustement de l'économie, permet donc de mieux appréhender les sacrifices parfois consentis par les agents dans les premières périodes qui suivent la politique environnementale.

Cependant, Beaumais et Schubert (1996) montrent que l'introduction de comportements dynamiques dans le modèle augmente la dimension du problème à résoudre. Dans un MEGC statique à rendements d'échelle constants, les conditions de profit nul permettent d'exprimer les prix des biens produits en fonction des facteurs de production, ce qui réduit le nombre de variables endogènes. Quand le modélisateur introduit des comportements de production dynamiques, l'existence de coûts d'ajustement sur le capital ne permet plus d'obtenir la condition de profit nul. Cela alourdit le modèle. Il existe donc une relation inverse entre le niveau de désagrégation du modèle et les comportements dynamiques des agents économiques. Ainsi la plupart de modèles intègrent des comportements dynamiques au niveau de la consommation des ménages.

Il existe deux grandes catégories de MEGC dynamiques : les MEGC dynamiques séquentiels (récursifs) et les MEGC dynamiques inter-temporels.

Les MEGC dynamiques séquentiels supposent que les agents économiques sont myopes par rapport au futur. Ils n'ont pas des comportements anticipatifs mais réactionnels. Ainsi, la dynamique résulte de plusieurs équilibres temporaires. Chaque équilibre temporaire est affecté par l'équilibre précédent. Le lien temporel (entre chaque équilibre) se fait par l'ac-

cumulation du capital, la croissance démographique et le progrès technique.

Les MEGC dynamiques inter-temporels retiennent pour les ménages un comportement d'optimisation inter-temporel avec des anticipations rationnelles. Les décisions prises à la période  $t$  sont affectées par les équilibres futurs. Cela conduit à résoudre un modèle de type *forward-looking*. La solution du modèle est le chemin d'expansion vers l'état stationnaire. Chaque période n'est donc pas une situation d'équilibre mais une situation de transition vers l'état final. Les prix futurs sont alors parfaitement anticipés (Beaumais et Schubert, 1996). Edmonds *et al.* (1992) montrent cependant que les agents font des anticipations imparfaites face aux évolutions des prix énergétiques (exemples des chocs pétroliers de 1973 et de 1979). Lorsque l'étude porte sur la mise en place d'une politique environnementale, il est pourtant légitime de supposer que les anticipations sont parfaites. En effet, les mesures environnementales sont clairement annoncées à l'avance par le décideur politique afin de pouvoir infléchir des changements de comportements chez les agents économiques. L'objectif est de fournir un signal clair et crédible aux pollueurs pour leur donner la meilleure visibilité possible.

Mage-Bertomeu (2006) distingue deux types de modèles à dynamique inter-temporelle : les modèles à générations imbriquées où il existe un nombre infini de générations ayant une durée de vie finie. Ils permettent d'étudier les problématiques liées aux transferts intergénérationnels tels que les retraites et l'endettement public (Fodha et Lemiale, 2002).

Les modèles avec agents représentatifs où le consommateur est supposé avoir une vie infinie. On parle de modèle dynastique. Dans ce cas le consommateur prend en compte le bien-être de ses descendants. Notre travail s'inscrit dans ce dernier cadre théorique.

Tandis que la plupart des modèles supposent un cadre de concurrence parfaite, certains modèles introduisent des comportements de marché non-concurrentiels.

Du côté de l'offre, des structures de marché telles que le monopole, l'oligopole, la concurrence monopolistique sont retenues et des rendements d'échelle croissants sont introduits.

Du côté de la demande, les consommateurs sont supposés apprécier la variété des pro-

duits (Mage-Bertomeu, 2006).

Ce type de modélisation est largement utilisé dans les MEGC appliqués au commerce international (Harris, 1984; Cox et Harris, 1985; Mercenier et Yeldan, 1997; Cockburn *et al.*, 1998).

Sur les questions environnementales, le modèle GEM-E3 (General Equilibrium Model for Energy-Economy-Environment interactions)<sup>2</sup> introduit des secteurs dans lesquels les firmes sont en situation d'oligopole. Deux concepts sont retenus pour décrire les comportements non parfaitement concurrentiels : des rendements d'échelle croissants et le goût des consommateurs pour la variété.

Les rendements d'échelle croissants sont modélisés grâce à l'introduction de coûts fixes. Les consommateurs perçoivent les biens de la branche oligopolistique comme différenciés. La fonction d'utilité retenue est celle de Dixit et Stiglitz (1977), le choix de la variété d'un même bien  $y$  est représenté.

Les nouveaux MEGC introduisent de nouveaux mécanismes de croissance endogène à travers la prise en compte de décisions endogènes d'investissement en R&D mais aussi par le biais des innovations qui en découlent. L'objectif est de mieux comprendre le lien entre la politique environnementale et les innovations technologiques. Les études portent sur le rôle que peut jouer le progrès technique endogène sur le coût de la politique de réduction des émissions ainsi que sur le profil temporel optimal des ces réductions (Goulder et Schneider, 1999; Nordhaus, 2002; Buonanno *et al.*, 2003; Popp, 2004; Fougeyrollas *et al.*, 2005; Gerlagh, 2007).

Ces modèles s'intéressent aux deux canaux d'accumulation des connaissances que sont l'investissement en R&D et les effets d'apprentissage (*learning by doing*). La mise en place d'une politique environnementale, telle que la taxe carbone, a un impact sur le prix des ressources intensives en carbone. Elle incite les producteurs à investir dans la R&D sur les

---

<sup>2</sup>Le GEM-E3 est un modèle d'équilibre général calculable développé précédemment dans le cadre d'un projet international financé par la Commission européenne.

technologies de dépollution d'une part, et leur permet de gagner de l'expérience, d'autre part.

Il ressort de ces travaux un résultat commun selon lequel la présence de progrès technique endogène réduit le coût de réduction des émissions. Les bénéfices nets environnementaux sont plus importants. Cependant, l'ampleur de cette réduction reste toujours un point de débat dans la littérature.

#### 4.1.2 La prise en compte de l'environnement dans les comportements de consommation et de production

Nous nous intéressons à présent à la manière dont est prise en compte la qualité de l'environnement dans les comportements de consommation et de production, c'est-à-dire aux choix de modélisation des rétroactions de l'environnement sur les comportements des agents.

##### Le consommateur

Un modèle de type dynastique où le consommateur a une durée de vie infinie est envisagé. Ce dernier maximise son utilité sous sa contrainte budgétaire inter-temporelle. L'indicateur de la qualité de l'environnement peut être introduit de deux façons.

D'une part, il est considéré comme exogène par le consommateur mais calculé de manière endogène par le modèle (Beaumais et Schubert, 1994). Il y a séparabilité entre la qualité de l'environnement et les choix de consommation. Le modèle GEM-E3 retient ce type de spécification.

La fonction de bien-être dépend de trois arguments qui sont la consommation ( $C_t$ ), le loisir ( $L_t$ ) et la fonction de dommage environnemental  $D(X_t)$ , avec  $X_t$  le dommage :

$$W = \sum_{t=0}^{\infty} 1/(1 + \rho)^t U(C_t, L_t) + D(X_t)$$

où  $\rho$  est le taux de préférence pour le présent. La fonction de dommage intègre les externali-

tés négatives liées à la consommation d'énergie fossile. Ces externalités n'ont, en revanche, aucune influence sur l'arbitrage entre consommation et loisir (Beaumais et Schubert, 1999).

D'autre part, l'indicateur peut intervenir directement dans les arbitrages des ménages (Beaumais et Schubert, 1994, 1999). La fonction d'utilité inter-temporelle s'écrit alors :

$$U = 1/(1 - 1/\gamma) \sum_{t=0}^{\infty} 1/(1 + \rho)^t E_t^{-a} U(C_t, L_t)^{1-1/\gamma}$$

$\gamma$  est l'élasticité de substitution inter-temporelle de l'utilité,  $\rho$  le taux de préférence pour le présent et  $a$  un paramètre positif qui indique le poids de la variable environnement ( $E_t$ ) dans la fonction d'utilité.

La solution du programme de maximisation du ménage laisse apparaître que la consommation courante ( $C_t$ ) dépend de la consommation anticipée ( $C_{t+1}$ ) ainsi que de la qualité de l'environnement courante ( $E_t$ ) et future ( $E_{t+1}$ ). La qualité de l'environnement influence donc la trajectoire inter-temporelle de la consommation. Beaumais et Schubert (1999) parlent de "rétroaction dynamique" de l'environnement sur les comportements de consommation.

### Les producteurs

La qualité de l'environnement peut affecter la production en affectant la productivité globale des facteurs. Dans le modèle DICE de Nordhaus (2008), le dommage climatique n'est pas intégré dans la fonction d'utilité mais il affecte la production de l'output. La fonction de production s'écrit de la manière suivante :

$$Q_t = \Omega_t(1 - \Lambda)A_t K_t^\alpha L_t^{1-\alpha}$$

$K_t$  et  $L_t$  représentent le capital et la population mondiale. Cette production est pondérée par une fonction de dommage climatique ( $\Omega_t$ ) qui dépend de la température moyenne du globe et par une fonction de coût de réduction des émissions de gaz à effet de serre ( $\Lambda$ ). Enfin, le terme  $A_t$  représente le progrès technique exogène.

Dans notre modèle la fonction de dommage environnemental dépend du stock de carbone atmosphérique ( $X_t$ ). Il est introduit comme une externalité pour le consommateur. Il y a séparabilité entre le dommage climatique et la consommation. Pour évaluer le coût des instruments de politique environnementale, ce type de spécification nous permet de bien différencier le bien-être économique du bien-être global. Le bien-être global est défini de la sorte :

$$W = \sum_{t=0}^{\infty} 1/(1 + \rho)^t (U(C_t) - D(X_t))$$

### 4.1.3 MEGC, CSC et instruments économiques

Les études empiriques sur lesquelles nous nous appuyons sont des analyses en équilibre général qui intègrent la CSC. Elles comparent les instruments de politique environnementale pour réduire le coût d'atténuation du changement climatique. A notre connaissance, seulement deux études ont pu être recensées.

Grâce à leur modèle DEMETER, Gerlagh et van der Zwaan (2006) comparent l'efficacité de plusieurs instruments de politique économique (taxe carbone, taxe sur les énergies fossiles, subventions aux énergies renouvelables et taxe carbone, taxe fossile recyclées en subvention aux énergies renouvelables) pour atteindre des objectifs de stabilisation des émissions allant de 450 ppm à 550 ppm.

Ils démontrent que la taxe carbone recyclée en subvention aux énergies renouvelables est toujours l'instrument le moins coûteux, et ce, quel que soit l'objectif de stabilisation des émissions. La taxe incite au développement de la CSC à partir d'énergie fossile et la subvention permet le recours aux énergies renouvelables. La combinaison des instruments réduit de 40% le coût d'atténuation du changement climatique par rapport à la taxe carbone seule. La taxe sur les énergies fossiles est 20% plus coûteuse que la taxe carbone car elle

ne permet pas de développer la CSC. La subvention seule est l'instrument le plus coûteux car elle pèse sur le budget des ménages d'une part, et elle n'incite pas au déploiement de la CSC, d'autre part.

Grâce à un MEGC avec progrès technique endogène, Otto et Reilly (2008) comparent l'efficacité économique de plusieurs instruments compte tenu de la disponibilité de la CSC. Contrairement à l'analyse de Gerlagh et van der Zwaan (2006), ils évaluent un instrument de régulation par les quantités (système de permis d'émissions) et deux instruments spécifiques à la CSC (une subvention à l'adoption de cette technologie et une subvention à sa R&D). L'objectif environnemental fixé est une réduction des émissions de 40%. Leur étude consiste à déterminer l'instrument ou la combinaison d'instruments la moins coûteuse pour atteindre cet objectif environnemental.

Les auteurs montrent qu'une combinaison d'instruments – marché des permis et subvention à l'adoption ou marché des permis et subvention à la R&D – est toujours plus efficace que le marché des permis seul. De plus, ces combinaisons conduisent à une plus grande adoption de la technologie de CSC.

Dans un premier temps, le système de permis est simulé seul à partir de 2007. Il augmente la compétitivité de la CSC qui se développe dès 2027. Le coût de cette politique est une diminution de 1,3% du bien-être par rapport à la situation de référence.

Dans un second temps, le système des permis est mis en place avec une subvention à l'adoption de la CSC. La technologie se développe plus rapidement (dès 2007). Le coût est plus faible que précédemment. En effet, le bien-être économique diminue seulement de 0,84%.

Dans un troisième temps, le marché des permis est combiné à une subvention à la R&D dans le secteur de la CSC. L'adoption de la CSC dans cette simulation est plus faible et plus lente que dans la seconde simulation. Le bien-être économique baisse de 1,23%. La subvention à la R&D corrige l'externalité de connaissance (*knowledge spillovers*)<sup>3</sup> liée à la

---

<sup>3</sup>L'effet "*knowledge spillovers*" (diffusion des connaissances au delà de celui qui en est à l'origine)

CSC mais n'augmente pas la compétitivité de la CSC aussi rapidement que la subvention à l'adoption. Alors que la subvention à l'adoption réduit directement le coût de la technologie, la subvention à la R&D agit indirectement sur le coût des facteurs. Elle augmente d'abord le stock de connaissance qui modifie ensuite la productivité des facteurs.

## 4.2 La structure du modèle

### 4.2.1 Description générale

Nous choisissons une structure comparable à celle des modèles existants (Gerlagh, 2006 ; Nordhaus, 2008 ; Grimaud *et al.*, 2009). Ces modèles sont généralement composés d'un secteur qui produit un bien final, lui-même produit à partir d'une ressource polluante et d'une ressource renouvelable. Dans notre modèle, le bien final est produit grâce à de l'énergie secondaire, du capital physique et du travail. L'énergie secondaire provient des énergies primaires d'origine fossile et de la biomasse.

Le modèle comprend quatre producteurs représentatifs. Les secteurs correspondants sont notés  $j = F, B, E, C$  respectivement pour le producteur d'énergie fossile, le producteur de biomasse, le producteur d'énergie secondaire et le producteur de bien final (le bien de consommation). Le modèle comprend aussi un consommateur représentatif qui regroupe l'ensemble des ménages de l'économie.

La partie économique du modèle est reliée à la partie climatique à travers le secteur de l'énergie secondaire ( $j = E$ ). Ce secteur pollue lorsqu'il utilise de l'énergie fossile dans sa production. Dès lors qu'il y a combustion de matière fossile comme de biomasse, des flux de CO<sub>2</sub> sont produits. L'accumulation des flux de CO<sub>2</sub> d'origine fossile augmente le stock de carbone atmosphérique qui contribue au réchauffement climatique. Ce dernier constitue un dommage environnemental pour la société.

---

constitue une défaillance de marché car il freine le secteur privé dans son investissement en R&D. Le niveau d'investissement en R&D est en deçà de l'optimum social.

Pour limiter le dommage, les pouvoirs publics peuvent décider de mettre en place des instruments incitant à réduire les émissions.

Le secteur de l'énergie secondaire peut réagir de différentes manières à ces politiques environnementales. Il peut diminuer sa production, opérer des substitutions entre énergie renouvelable (biomasse) et énergie fossile ou encore adopter une technologie de CSC.

Les agents sont supposés rationnels. Les consommateurs maximisent leur bien-être social inter-temporel sous leur contrainte budgétaire inter-temporelle et les producteurs maximisent leur profit inter-temporel sous leur contrainte technologique. L'économie est supposée parfaitement concurrentielle. Ainsi, les agents ne peuvent influencer les prix qui sont considérés comme donnés par les conditions de marché.

L'équilibre général prévaut lorsque toutes les offres de biens et de facteurs égalisent les demandes sur l'ensemble des marchés de l'économie. La loi de Walras impose la nullité de la somme des valeurs excédentaires sur tous les marchés : *"Each activity's production or endowment must be matched by others' uses, and each activity's income must be balanced by others' expenditures. Nor can product or value disappear : a transfer of purchasing power can only be effected through an opposing transfer of some positive amount of some produced good or primary factor service, and vice versa."* (Ian Sue Wing, 2004).

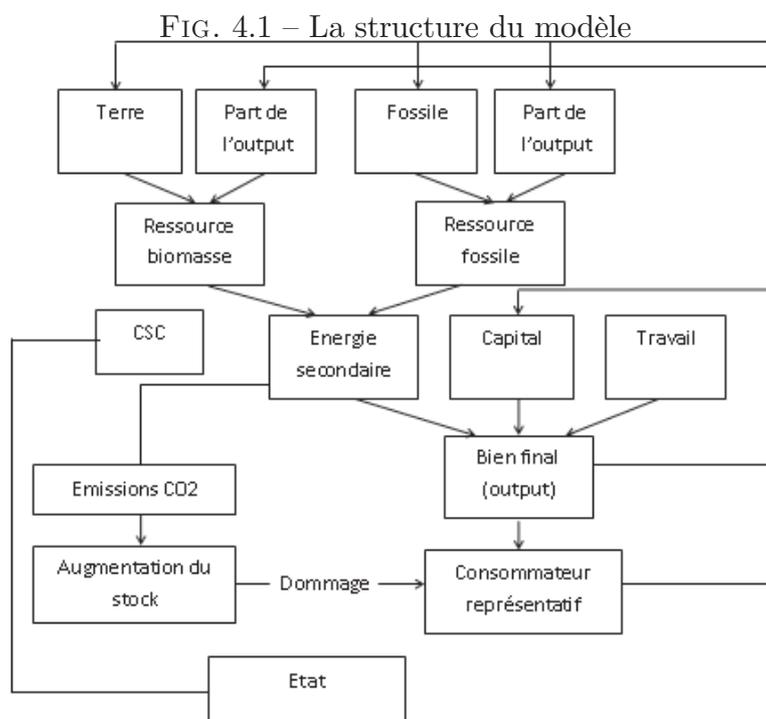
La figure 4.1 représente la structure du modèle.

## 4.2.2 Les hypothèses générales du modèle

### Sur le plan environnemental

Nous ne faisons pas de distinction entre les différentes phases du procédé de CSC (capture, transport et stockage). Il est introduit dans le modèle comme une seule opération. Il s'applique à toutes les sources d'émissions fixes qui produisent de l'énergie (utilisant comme intrant de l'énergie fossile ou de la biomasse).

Ensuite, les émissions provenant de la biomasse n'ont pas d'impact sur le stock de carbone atmosphérique car elles sont considérées comme neutres. Cette hypothèse est réaliste



dans la mesure où la biomasse est cultivée de manière durable<sup>4</sup>.

Enfin, les puits de stockage (aquifères salins, gisements d'hydrocarbure ou veines de charbon épuisées) sont supposés avoir une contenance suffisante pour accueillir la totalité du carbone que nous souhaitons stocker. Il n'y a donc pas de contrainte sur la capacité de stockage.

### Sur le plan économique

Les ménages sont supposés détenir le capital des entreprises, les terres utilisées par le producteur de biomasse ( $j=B$ ) et les ressources carbonées utilisées par le producteur de ressource fossile ( $j=F$ ). A chaque date  $t$ , les ménages offrent de manière exogène une

<sup>4</sup>Par gestion durable de la biomasse, nous supposons que sur une période de temps  $t$  la biomasse a été plantée sur des terres ne comportant pas de biomasse auparavant ; c'est l'étape de photosynthèse. Puis la biomasse est brûlée ; c'est l'étape où elle relâche le carbone dans l'atmosphère. L'absorption du carbone par photosynthèse et son relâchement se font dans les mêmes proportions. Le cycle se reproduit d'année en année.

certaine quantité d'hectares de terre et de ressources pour lesquelles ils perçoivent des revenus. Ils louent leur capital d'une année sur l'autre, récupèrent le taux de rendement brut du capital et offrent du travail au producteur de bien final ( $j=C$ ) pour lequel ils sont rémunérés par le salaire. Ils consomment en partie leurs revenus et épargnent l'autre partie qui vient accroître le stock de capital qu'ils détiennent.

L'Etat détient les infrastructures de capture, transport et de stockage du  $CO_2$ . Le coût d'usage des infrastructures et de la technologie payé par les entreprises vient donc accroître ses ressources.

### 4.2.3 Les comportements de production

#### Le producteur de biomasse $j = B$

La biomasse  $YBO_t$  est produite grâce une fonction de type Cobb-Douglas à rendements d'échelle constants :

$$YBO_t = B(IB_t, TD_t) = A_1 IB_t^\alpha TD_t^{1-\alpha} \quad (4.1)$$

$IB_t$  est la part de l'output final consacrée au secteur de la biomasse,  $TD_t$  est le besoin en terre et  $A_1$  est un paramètre d'échelle.

La biomasse est demandée par le producteur d'énergie secondaire  $j = E$ , son prix est noté  $PB_t$ .

Le producteur de biomasse paye au consommateur un loyer  $PT_t$  pour chaque hectare de terre. En effet, ce dernier détient l'ensemble des terres dans l'économie.

#### Le producteur d'énergie fossile $j = F$

L'énergie fossile  $YFO_t$  est aussi produite grâce une fonction de type Cobb-Douglas à rendements d'échelle constants :

$$YFO_t = F(IF_t, RD_t) = A_2 IF_t^\beta RD_t^{1-\beta} \quad (4.2)$$

$RD_t$  représente le flux demandé d'une ressource carbone,  $IF_t$  correspond à la part

de l'output final consacrée au secteur de l'énergie fossile et  $A_2$  est un paramètre d'échelle.

L'énergie fossile est demandée par le producteur d'énergie  $j = E$ , son prix est noté  $PF_t$ .

### Le producteur d'énergie secondaire $j = E$

La production d'énergie secondaire  $YEO_t$  se fait à partir de biomasse et d'énergie fossile grâce à une fonction de type CES :

$$YEO_t = E(YFD_t, YBD_t) = A_3(aYFD_t^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a)YBD_t^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)} \quad (4.3)$$

$YFD_t$  est la consommation d'énergie fossile et  $YBD_t$  est la consommation de biomasse.  $a$  ( $0 < a < 1$ ) est un paramètre distributif,  $A_3$  est un paramètre d'échelle et  $\sigma$  est l'élasticité de substitution entre le secteur fossile et le secteur biomasse tel que,  $1 < \sigma < \infty$ .

L'énergie secondaire est demandée par le secteur de bien final  $j = C$ , son prix est noté  $PE_t$ .

### Le producteur de bien final $j = C$

L'output final est noté  $YC_t$ . Celui-ci est produit grâce à du capital physique  $KD_t$ , du travail  $LD_t$  et de l'énergie  $YED_t$ . La fonction est de type Cobb-Douglas à rendements d'échelle constants.

$$YC_t = Q(KD_t, LD_t, YED_t) = A_4KD_t^\gamma LD_t^\theta YED_t^{1-\gamma-\theta} \quad (4.4)$$

Les consommateurs offrent du travail  $LD_t$  au secteur de bien final. Ils perçoivent un salaire en contrepartie noté  $w_t$ .

L'output final est le numéraire, il est utilisé pour la consommation  $C_t$ , la production d'énergie fossile  $IF_t$ , la production de biomasse  $IB_t$ , l'investissement en capital physique  $I_t$  et les dépenses publiques  $G_t$  selon la relation suivante :

$$YC_t = C_t + IF_t + IB_t + I_t + G_t \quad (4.5)$$

De plus, la variation du stock de capital brut résulte de deux flux : le flux d'investissement brut et le flux de dépréciation du capital. Si l'on note  $\delta$  le taux de dépréciation ou d'usure on obtient donc :

$$K_{t+1} = I_t + (1 - \delta)K_t \quad (4.6)$$

#### 4.2.4 La nature de la pollution

La pollution est engendrée par la consommation d'énergie fossile au sein du secteur de l'énergie secondaire. La pollution est un flux résiduel de CO<sub>2</sub> émis par la sphère économique et qui perturbe la sphère environnementale.

Une part de ce flux de pollution est absorbée naturellement par les océans et la biosphère. Cependant cette absorption naturelle est très lente. Une molécule de CO<sub>2</sub> émise aujourd'hui reste plus de 100 ans dans l'atmosphère. Le reste des émissions s'accumule dans l'atmosphère pour constituer un stock de carbone. Le dommage environnemental est donc une fonction de ce stock de carbone.<sup>5</sup>

#### Les flux d'émissions

Les flux d'émissions proviennent de la consommation d'énergie fossile ainsi que de la biomasse.

La combustion d'énergie fossile génère des flux d'émissions  $EF_t$  qui sont relâchés dans l'atmosphère.  $\varepsilon^F$  correspond au contenu en carbone exogène des énergies fossiles. En l'absence de politique de régulation des émissions, le flux de carbone provenant de la combustion d'énergie fossile dans le secteur de l'énergie secondaire correspond à :

$$EF_t = \varepsilon^F Y F D_t \quad (4.7)$$

---

<sup>5</sup>Si à chaque date les flux d'émissions étaient exactement égaux à l'absorption naturelle la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> n'augmenterait pas et il n'y aurait pas de réchauffement du climat.

Les émissions de carbone  $EF_t$  sont proportionnelles au contenu en carbone du carburant fossile  $\varepsilon^F$  et  $EF_t > 0$ .  $EF_t$  peut être considéré comme le potentiel polluant maximum de l'entreprise produisant l'énergie secondaire (Gerlagh et van der Zwaan, 2006).

La combustion de biomasse génère aussi des émissions de carbone. Le flux d'émissions provenant de la biomasse se note :

$$EB_t = \varepsilon^B Y B D_t \quad (4.8)$$

$\varepsilon^B$  est le contenu en carbone de la biomasse.

Cependant, dans un contexte de gestion durable de la biomasse, les émissions issues de la combustion n'ont aucun impact sur le stock de carbone atmosphérique noté  $S_t$ .

En effet, le  $\text{CO}_2$  relâché lors de la combustion ( $EB_t$ ) est exactement compensé par le  $\text{CO}_2$  capturé dans l'atmosphère par la biomasse lors de la photosynthèse. Ainsi, le stock atmosphérique en ( $t$ ) est égal au stock atmosphérique en ( $t-1$ ) moins la photosynthèse plus les émissions ( $EB_t$ ). Le montant des émissions capturé par photosynthèse est exactement égal au montant des émissions émises lors de la combustion.

### Le stock d'émissions et le dommage environnemental

Seuls les rejets de flux de  $\text{CO}_2$  d'origine fossile s'accumulent dans l'atmosphère pour constituer un stock de carbone ( $X_t$ ). Ce stock a une certaine capacité d'absorption naturelle par les océans et la biosphère. Soit  $\zeta$  le taux d'absorption naturel  $0 < \zeta < 1$ . L'absorption est supposée proportionnelle au stock, son taux étant constant (Cf. par exemple Kolstad et Krautkraemer, 1993).

De plus, nous considérons un montant exogène d'émissions ( $\bar{E}$ ) correspondant aux émissions de gaz à effet de serre provenant d'autres secteurs que celui de l'énergie secondaire.

Ainsi, l'évolution du stock de carbone dans le temps s'écrit :

$$X_{t+1} = EF_t + \bar{E} + (1 - \zeta)X_t \quad (4.9)$$

Le stock de carbone dépend donc uniquement des émissions fossiles. L'augmentation de la concentration de carbone dans l'atmosphère est assimilée dans le modèle à un indicateur

du réchauffement climatique. Le dommage environnemental est une fonction croissante et convexe du stock de pollution. Elle prend la forme quadratique standard suivante :

$$D(X_t) = \frac{1}{2}bX_t^2 \quad (4.10)$$

ou  $b$  est un paramètre d'échelle.

#### 4.2.5 Le consommateur représentatif

Le dommage climatique affecte le bien-être des individus sous forme d'externalité. Il apparaît comme un paramètre exogène pour les consommateurs. Il est calculé de manière endogène dans le modèle. Les préférences agrégées des consommateurs sont représentées par une fonction de bien-être inter-temporel. L'agrégation suppose l'utilisation du concept de consommateur représentatif.<sup>6</sup>

Les ménages sont supposés égaux sur tous aspects (ressources initiales et préférences). Cette hypothèse permet d'agréger les préférences des individus en sommant les utilités individuelles sur chaque période. Il existe donc un continuum d'agents identiques à durée de vie infinie.

La population totale dans l'économie est  $L_t$  à la date  $t$ , le taux de croissance de la population  $n$  est supposé nul.

Soit  $c_t$  la consommation totale par tête à la période  $t$  et  $D(X_t)$  la fonction de dommage climatique.

La fonction de bien-être intertemporel s'écrit alors :

$$W = \sum_{t=0}^{\infty} 1/(1 + \rho)^t (L_t u(c_t) - D(X_t)) \quad (4.11)$$

Où  $\rho$  est le taux de préférence pour le présent supposé constant et strictement positif et où  $u(c_t)$  est une fonction croissante ( $u'(c_t) > 0$ ) et concave ( $u''(c_t) < 0$ ) qui respecte les conditions d'Inada (1963) :  $\lim_{c \rightarrow 0} u'(c) = +\infty$  et  $\lim_{c \rightarrow +\infty} u'(c) = 0$ .

<sup>6</sup>L'idée du consommateur représentatif qui suppose que les individus sont égaux (Ramsey, 1928) peut-être critiquable quand on s'intéresse au changement climatique. Le changement climatique affectera différemment les individus sur la planète. Certains pourront en retirer des bénéfices et d'autres en souffriront. Cela peut être considéré comme une limite de ce type de modélisation.

Le cas d'un horizon de vie infini peut-être interprété comme un comportement dynastique de la part du consommateur. Le bien-être dépend non seulement de son utilité propre mais aussi de celle de tous ses descendants. Il peut également être interprété comme la somme actualisée des utilités de générations successives d'agents, diminuée du dommage climatique (Schubert, 2000).

Cette formulation accorde au bien-être des générations futures un poids moindre par rapport à celui des générations présentes en raison d'un taux d'escompte strictement positif. Le seul motif acceptable sur le plan éthique pour donner à ce taux une valeur différente de zéro est la prise en compte du risque d'extinction de l'espèce humaine (Schubert, 2000 ; Stern, 2006). Les autres raisons souvent évoquées relèvent de la psychologie individuelle : le taux d'escompte est positif car il reflète la préférence pure des agents pour le présent.

La fonction d'utilité instantanée est une fonction à élasticité de substitution constante (CES) :

$$U(c_t) = \frac{1}{1 - \frac{1}{\phi}} (c_t)^{1 - \frac{1}{\phi}} \quad (4.12)$$

$\phi$  est l'élasticité de substitution inter-temporelle de la consommation.

Les instruments de politique environnementale utilisés dans le modèle sont décrits dans la section suivante.

#### 4.2.6 Les instruments de politique environnementale

L'agent public peut mettre en place différentes politiques de réduction des émissions :

- Il peut lever une taxe sur les émissions de carbone ( $\tau^C$ ) ; l'assise de la taxe est le contenu en carbone de l'énergie fossile utilisée.
- Il peut plus largement taxer l'usage des énergies fossiles ( $\tau^F$ ) ;
- Il peut subventionner l'utilisation de la biomasse pour inciter le producteur à substituer de la biomasse à l'énergie fossile ( $s^B$ ) ;
- Il peut subventionner les réductions d'émissions liées à la CSC et à la BCSC ( $s^{\text{csc}}$  ;  $s^{b\text{csc}}$ ) ;

- Il peut inclure la CSC dans le système d'échange de quotas d'émission et laisser le marché du carbone déterminer le déploiement de la technologie. Soit  $P^C$  le prix du carbone sur le marché ;

Face à ces différents instruments, le producteur d'énergie peut réagir de plusieurs manières. Il peut réduire sa consommation énergétique fossile, substituer de la biomasse à l'énergie fossile et/ou envisager d'installer une technologie de capture et de stockage de carbone. S'il choisit de dépolluer grâce à la technologie de CSC, il peut l'appliquer sur la combustion d'énergie fossile, sur la combustion de biomasse et sur les deux en même temps.

#### 4.2.7 La réduction des émissions grâce à la CSC

Le producteur d'énergie secondaire a la possibilité de dépolluer sa production grâce à une technologie de CSC. Le coût de la CSC  $zF(\mu f_t, EF_t)$  dépend du niveau des émissions ( $EF_t$ ) et du taux de capture des émissions fossiles ( $\mu f_t$ ). Il dépend de manière linéaire au niveau d'émissions et est croissant et convexe avec le taux de capture (Gerlagh et van der Zwaan, 2006).

La fonction de coût de la CSC s'écrit :

$$\begin{aligned} zF(\mu f_t, EF_t) &= \left(\frac{1}{2}k_1\mu f_t^2\right)EF_t & (4.13) \\ 0 &< \mu f_t < 1 \end{aligned}$$

$k_1$  est un paramètre de convexité de la fonction de coût.

L'installation de la CSC sur les sources fossiles conduit à une modification du flux de carbone rejeté dans l'atmosphère telle que  $\Delta EF_t = (1 - \mu f_t)EF_t$  et donc à une modification du stock de carbone dans l'atmosphère. Ainsi le stock de carbone accumulé s'écrit :

$$X_{t+1} = (1 - \mu f_t)EF_t + \bar{E} + (1 - \zeta)X_t \quad (4.14)$$

Rappelons que  $\bar{E}$  est le montant des émissions exogènes provenant d'autres secteurs que celui de l'énergie secondaire.

Le producteur d'énergie peut également capturer les émissions issues de la biomasse si des incitations sont mises en place afin de créer un puits de carbone. La fonction de coût total de la BCSC s'écrit :

$$\begin{aligned} zB(\mu b_t, EB_t) &= \left(\frac{1}{2}k_2\mu b_t^2\right)EB_t \\ 0 &< \mu b_t < 1 \end{aligned} \quad (4.15)$$

$\mu b_t$  correspond à la part des émissions issues de la biomasse ( $EB_t$ ) capturée et stockée grâce à la BCSC. Elle est également endogène au modèle.  $k_2$  est le paramètre de convexité de la fonction de coût.

Quand la CSC s'applique aux deux sources d'émissions le stock de carbone dans l'atmosphère correspond à :

$$X_{t+1} = (1 - \mu f_t)EF_t - \mu b_t EB_t + \bar{E} + (1 - \zeta)X_t \quad (4.16)$$

## 4.3 L'économie décentralisée et l'impact des instruments

### 4.3.1 Les producteurs

Dans chaque secteur (énergie primaire, énergie secondaire et bien final), l'entreprise maximise ses profits dans un cadre de concurrence pure et parfaite. L'entreprise ne subit aucun coût d'ajustement. Le programme de maximisation de chaque producteur se ramène donc à un programme statique.

#### Les producteurs d'énergie primaire : la biomasse et l'énergie fossile

La contrainte technique du producteur de biomasse est :

$YBO_t = B(IB_t, TD_t) = A_1 IB_t^\alpha TD_t^{1-\alpha}$  avec  $IB_t$  la part de l'output consacrée à ce secteur et  $TD_t$  la quantité de terres.

A chaque instant  $t$ , le producteur de biomasse maximise son profit. Son programme de maximisation s'écrit de la façon suivante :

$$\begin{aligned} \max_{IB_t, TD_t} \Pi &= PB_t YBO_t - IB_t - PT_t TD_t \\ S.c \ YBO_t &= A_1 IB_t^\alpha TD_t^{1-\alpha} \end{aligned} \quad (4.17)$$

$PT_t$  est le prix de la terre et  $PB_t$  le prix de la biomasse en  $t$ .

A l'équilibre concurrentiel, les facteurs de production sont rémunérés à leur productivité marginale. Les demandes de facteurs optimales se déduisent des conditions du premier ordre, soit :

$$\begin{cases} \frac{\delta \Pi}{\delta IB_t} = 0 \Leftrightarrow IB_t = \alpha YBO_t PB_t \\ \frac{\delta \Pi}{\delta TD_t} = 0 \Leftrightarrow TD_t = ((1 - \alpha) YBO_t PB_t) / PT_t \end{cases} \quad (4.18)$$

Les fonctions de production étant à rendements d'échelle constants, les demandes de facteurs sont proportionnelles à la quantité produite.

La contrainte technique du producteur d'énergie fossile est :

$YFO_t = F(IF_t, RD_t) = A_2 IF_t^\beta RD_t^{1-\beta}$  avec  $IF_t$  la part de l'output consacrée à ce secteur et  $RD_t$  la quantité de ressources carbonées.

Le producteur maximise ses profits. Son programme de maximisation s'écrit :

$$\begin{aligned} \max_{IF_t, RD_t} \Pi &= PF_t YFO_t - IF_t - PR_t RD_t \\ S.c \ YFO_t &= A_2 IF_t^\beta RD_t^{1-\beta} \end{aligned} \quad (4.19)$$

$PR_t$  est le prix de la ressource carbone et  $PF_t$  le prix de l'énergie fossile en  $t$ .

A l'équilibre concurrentiel, les facteurs de production sont rémunérés à leur productivité marginale. Les demandes de facteurs optimales se déduisent des conditions du premier ordre, soit :

$$\begin{cases} \frac{\delta \Pi}{\delta IF_t} = 0 \Leftrightarrow IF_t = \beta YFO_t PF_t \\ \frac{\delta \Pi}{\delta RD_t} = 0 \Leftrightarrow RD_t = ((1 - \beta) YFO_t PF_t) / PR_t \end{cases} \quad (4.20)$$

Comme les fonctions de production sont à rendements d'échelle constants, les demandes de facteurs sont proportionnelles à la quantité produite.

### Le producteur d'énergie secondaire

La contrainte du producteur d'énergie s'écrit :

$YEO_t = E(YFD_t, YBD_t) = A_3(aYFD_t^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a)YBD_t^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)}$  avec  $YBD_t$  la demande de biomasse et  $YFD_t$  la demande d'énergie fossile.

A chaque instant  $t$ , le producteur d'énergie maximise son profit. En l'absence de politique environnementale son programme de maximisation s'écrit de la façon suivante :

$$\begin{aligned} \max_{YBD_t, YFD_t} \Pi &= PE_t YEO_t - PB_t YBD_t - PF_t YFD_t & (4.21) \\ S.c \ YEO_t &= A_3(aYFD_t^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a)YBD_t^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)} \end{aligned}$$

$PE_t$  est le prix de l'énergie secondaire. Les demandes optimales de facteurs sont :

$$\begin{cases} \frac{\delta \Pi}{\delta YBD_t} = 0 \Leftrightarrow YBD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} ((1-a)PE_t/PB_t)^\sigma \\ \frac{\delta \Pi}{\delta YFD_t} = 0 \Leftrightarrow YFD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} (aPE_t/PF_t)^\sigma \end{cases} \quad (4.22)$$

Le producteur d'énergie, lorsqu'il utilise la ressource fossile, émet des émissions de  $CO_2$ . Ces émissions affectent le bien-être des consommateurs. Pour internaliser cette externalité le régulateur peut choisir d'utiliser les instruments décrits plus haut. Nous pouvons, à ce stade, étudier l'impact des instruments économiques sur le comportement du producteur d'énergie secondaire.

*a) Impact des instruments prix sur la maximisation du profit du producteur d'énergie secondaire*

Dans un premier temps, nous étudions l'impact d'une subvention à l'utilisation de la biomasse ( $s^B$ ) et l'impact d'une taxe sur l'usage d'énergie fossile ( $\tau^F$ ). Les instruments peuvent être étudiés indépendamment.

Dans un second temps, nous analysons les instruments spécifiques à la CSC et à la BCSC que sont : la taxe sur les émissions de CO<sub>2</sub> ( $\tau^C$ ), la subvention à la CSC fossile ( $s^{\text{csc}}$ ), la subvention à la CSC biomasse ( $s^{\text{bcsc}}$ ) et la combinaison de la taxe carbone et de la subvention à la BCSC (instrument hybride).

– *Subvention biomasse et taxe fossile*

Le producteur d'énergie choisit les quantités de biomasse  $YBD_t$  et les quantités d'énergie fossile  $YBF_t$  qui maximisent son profit sous sa contrainte technique :

$$\begin{aligned} \max_{YBD_t, YFD_t} \Pi &= PE_t YEO_t - (PB_t - s^B) YBD_t - (1 + \tau^F) PF_t YFD_t & (4.23) \\ \text{S.c } YEO_t &= A_3 (a YFD_t^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a) YBD_t^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)} \end{aligned}$$

Les demandes optimales de facteurs sont déduites des conditions du premier ordre :

$$\begin{cases} \frac{\delta \Pi}{\delta YBD_t} = 0 \Leftrightarrow YBD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} ((1-a) PE_t / (PB_t - s^B))^{\sigma} \\ \frac{\delta \Pi}{\delta YFD_t} = 0 \Leftrightarrow YFD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} (a PE_t / (1 + \tau^F) PF_t)^{\sigma} \end{cases} \quad (4.24)$$

La subvention à l'utilisation de la biomasse diminue son prix. L'industriel est incité à utiliser plus de biomasse. Une taxe sur l'utilisation d'énergie fossile pousse l'industriel à réduire son utilisation car le prix augmente de  $PF_t$  à  $(1 + \tau^F) PF_t$  (CPO 4.24). Cependant, ces deux instruments n'incitent pas le producteur à développer la CSC.

– *Taxe carbone, subventions à la CSC et à la BCSC et combinaison des deux instruments*

La taxe carbone et la subvention à la CSC incitent le producteur d'énergie à développer une technologie de CSC et la subvention à la BCSC l'incite à développer la BCSC (Cf. chapitre 3, pp. 140-141). Il choisit les quantités  $YBD_t$  et  $YBF_t$  ainsi que la part des émissions à capturer avec la CSC ( $\mu_{f_t}$ ) et la BCSC ( $\mu_{b_t}$ ) qui maximisent son profit.

Le programme de maximisation suivant (4.25) prend en compte la taxe carbone ( $\tau^C$ )

et la subvention à la CSC fossile et biomasse ( $s^{\text{csc}}, s^{b\text{csc}}$ ).

$$\begin{aligned} \max_{YBD_t, YFD_t, \mu f_t, \mu b_t} \Pi &= PE_t YEO_t - PB_t YBD_t - PF_t YFD_t + s^{b\text{csc}} \mu b_t EB_t \quad (4.25) \\ &+ s^{\text{csc}} \mu f_t EF_t - \tau^C (1 - \mu f_t) EF_t - zB(\mu b_t, EB_t) \\ &- zF(\mu f_t, EF_t) \\ \text{S.c } YEO_t &= A_3 (a YFD_t^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a) YBD_t^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)} \end{aligned}$$

Nous rappelons que les fonctions de coût de la CSC et de la BCSC (équations 4.13, p. 177 et 4.15, p. 178) s'écrivent  $zF(\mu f_t, EF_t) = (\frac{1}{2}k_1 \mu f_t^2) EF_t$  et  $zB(\mu b_t, EB_t) = (\frac{1}{2}k_2 \mu b_t^2) EB_t$ .

De plus, les émissions sont liées aux consommations de biomasse et d'énergie fossile (équations 4.7, p. 173 et 4.8, p. 174)

Nous supposons qu'une subvention aux émissions capturées est le seul instrument mis en place d'où  $\tau^C = 0$

Le producteur peut choisir d'installer de la CSC sur sa ressource fossile ou/et sur sa ressource biomasse. Les conditions du premier ordre permettent d'obtenir :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\delta \Pi}{\delta YBD_t} = 0 \Leftrightarrow YBD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} ((1-a) PE_t / (PB_t - s^{b\text{csc}} \mu b_t \varepsilon^B + \frac{1}{2} k_2 \mu b_t^2 \varepsilon^B))^{\sigma} \\ \frac{\delta \Pi}{\delta YFD_t} = 0 \Leftrightarrow YFD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} (a PE_t / (PF_t - s^{\text{csc}} \mu f_t \varepsilon^F + \frac{1}{2} k_1 \mu f_t^2 \varepsilon^F))^{\sigma} \\ \frac{\delta \Pi}{\delta \mu f_t} = 0 \Leftrightarrow \mu f_t = s^{\text{csc}} / k_1 \\ \frac{\delta \Pi}{\delta \mu b_t} = 0 \Leftrightarrow \mu b_t = s^{b\text{csc}} / k_2 \end{array} \right. \quad (4.26)$$

Les deux dernières conditions montrent que la CSC et la BCSC sont développées si et seulement si des subventions spécifiques à la CSC et à la BCSC sont mises en place. Le coût marginal de la CSC ( $\mu f_t k_1$ ) est égal au taux de la subvention ( $s^{\text{csc}}$ ). De même, le coût marginal de la BCSC ( $\mu b_t k_2$ ) est égal au taux de la subvention ( $s^{b\text{csc}}$ ).

A présent, nous supposons que les pouvoirs publics décident seulement d'appliquer une taxe carbone, soit  $s^{\text{csc}} = 0$  et  $s^{b\text{csc}} = 0$

Dans ce cas, la CSC à partir de biomasse n'est pas développé, d'où  $zB(\mu b_t, EB_t) = 0$ .

Les demandes optimales des facteurs sont déduites des conditions du premier ordre :

$$\begin{cases} \frac{\delta \Pi}{\delta YBD_t} = 0 \Leftrightarrow YBD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} ((1-a)PE_t/PB_t)^\sigma \\ \frac{\delta \Pi}{\delta YFD_t} = 0 \Leftrightarrow YFD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} (aPE_t/(PF_t + \tau^C(1-\mu f_t)\varepsilon^F + \frac{1}{2}k_1\mu f^2\varepsilon^F))^\sigma \\ \frac{\delta \Pi}{\delta \mu f_t} = 0 \Leftrightarrow \mu f_t = \tau^C/k_1 \end{cases} \quad (4.27)$$

La taxe sur les émissions engendre le développement de la capture d'émissions fossiles. Le coût marginal de la CSC est égal au taux de la taxe carbone. En revanche, la subvention lui laisse plus de flexibilité car elle incite à développer la BCSC.

La comparaison des conditions du premier ordre des solutions (4.26) et (4.27) montre que la subvention récompense chaque unité d'émission capturée ( $s^{\text{csc}}\mu f_t\varepsilon^F$ ) tandis que la taxe récompense la part des émissions capturées, le producteur payant pour chaque unité restante ( $\tau^C(1-\mu f_t)\varepsilon^F$ ).

Enfin l'autre façon d'inciter au développement de la CSC et de la BCSC est d'instaurer un instrument hybride.

Il s'agit d'une combinaison de la taxe carbone ( $\tau^C$ ) et de la subvention à la capture et au stockage des émissions provenant de la biomasse ( $s^{b\text{csc}}$ ). Le taux de taxe est égal au taux de la subvention. Lorsque les émissions sont positives, la taxe agit comme une pénalité. Quand les émissions sont négatives, elle agit comme une récompense. Soit  $s^{b\text{csc}} = \tau^C$  et  $s^{\text{csc}} = 0$ .

La CSC et la BCSC sont ainsi développées. Les demandes optimales des facteurs sont déduites des conditions du premier ordre :

$$\begin{cases} \frac{\delta \Pi}{\delta YBD_t} = 0 \Leftrightarrow YBD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} ((1-a)PE_t/(PB_t - s^{b\text{csc}}\mu b_t\varepsilon^B + \frac{1}{2}k_2\mu b^2\varepsilon^B))^\sigma \\ \frac{\delta \Pi}{\delta YFD_t} = 0 \Leftrightarrow YFD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} (aPE_t/(PF_t + \tau^C(1-\mu f_t)\varepsilon^F + \frac{1}{2}k_1\mu f^2\varepsilon^F))^\sigma \\ \frac{\delta \Pi}{\delta \mu f_t} = 0 \Leftrightarrow \mu f_t = \tau^C/k_1 \\ \frac{\delta \Pi}{\delta \mu b_t} = 0 \Leftrightarrow \mu b_t = s^{b\text{csc}}/k_2 \end{cases} \quad (4.28)$$

Remarque : Nous réécrivons le programme de maximisation du producteur d'énergie secondaire lorsque tous les instruments économiques sont mis en place. Les conditions du premier ordre associées au programme (4.29) sont utilisées pour la résolution numérique du modèle.

$$\begin{aligned}
\max_{YBD_t, YFD_t, \mu f_t, \mu b_t} \Pi &= PE_t YEO_t - (PB_t - s^B) YBD_t - (1 + \tau^F) PF_t YFD_t \quad (4.29) \\
&\quad - \tau^C (1 - \mu f_t) EF_t + s^{b\text{csc}} \mu b_t EB_t + s^{\text{csc}} \mu f_t EF_t \\
&\quad - zB(\mu b_t, EB_t) - zF(\mu f_t, EF_t) \\
S.c \quad YEO_t &= A_3 (a YFD_t^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a) YBD_t^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)}
\end{aligned}$$

Les demandes optimales des facteurs sont déduites des conditions du premier ordre :

$$\left\{ \begin{array}{l}
\frac{\delta \Pi}{\delta YBD_t} = 0 \Leftrightarrow YBD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} ((1-a) PE_t / (PB_t - s^B - s^{b\text{csc}} \mu b_t \varepsilon^B + \frac{1}{2} k_2 \mu b^2 \varepsilon^B))^{\sigma} \\
\frac{\delta \Pi}{\delta YFD_t} = 0 \Leftrightarrow YFD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} (a PE_t / ((1 + \tau^F) PF_t + \tau^C (1 - \mu f_t) \varepsilon^F \\
\quad - s^{\text{csc}} \mu f_t \varepsilon^F + \frac{1}{2} k_1 \mu f^2 \varepsilon^F))^{\sigma} \\
\frac{\delta \Pi}{\delta \mu f_t} = 0 \Leftrightarrow \mu f_t = (\tau^C + s^{\text{csc}}) / k_1 \\
\frac{\delta \Pi}{\delta \mu b_t} = 0 \Leftrightarrow \mu b_t = s^{b\text{csc}} / k_2
\end{array} \right. \quad (4.30)$$

*b) Impact du marché des permis sur la maximisation du profit du producteur d'énergie secondaire*

L'autorité publique peut choisir de limiter la pollution en créant un système de permis d'émissions négociables.  $P^c$  correspond au prix du permis sur le marché du carbone. L'entreprise peut acheter ou vendre ses permis en fonction de ses émissions. En théorie, en situation d'information parfaite, la taxe sur les émissions et les permis d'émissions négociables sont équivalents. Le calcul économique du producteur d'énergie doit être identique qu'il soit confronté à l'un ou l'autre des instruments. Si le régulateur reconnaît le principe des émissions négatives et qu'il inclut le stockage des émissions de la biomasse dans le système de permis, alors le producteur d'énergie aura peut-être intérêt à développer la CSC sur sa ressource biomasse.

Les émissions de biomasse stockées sont toujours une source de revenu dans notre calcul. Le coût de l'ETS (Emission Trading System) appliqué aux émissions fossiles peut être nul si 100% des émissions provenant de la ressource fossile sont stockées. La modélisation d'un système de permis avec allocations gratuites ou aux enchères correspond donc exactement à la modélisation de l'instrument hybride présentée plus haut.

Le programme de maximisation s'écrit :

$$\begin{aligned} \max_{YBD_t, YFD_t, \mu f_t, \mu b_t} \Pi &= PE_t YEO_t - PB_t YBD_t - PF_t YFD_t & (4.31) \\ &- P^C((1 - \mu f_t)EF_t - \mu b_t EB_t) - zB(\mu b_t, EB_t) - zF(\mu f_t, EF_t) \\ S.c \quad YEO_t &= A_3(aYFD_t^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a)YBD_t^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)} \end{aligned}$$

Les conditions du premier ordre qui découlent du programme (4.31) sont identiques aux conditions du premier ordre (4.28, p. 183) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\delta \Pi}{\delta YBD_t} = 0 \Leftrightarrow YBD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} ((1-a)PE_t / (PB_t - P^C \mu b_t \varepsilon^B + \frac{1}{2} k_2 \mu b_t^2 \varepsilon^B))^{\sigma} \\ \frac{\delta \Pi}{\delta YFD_t} = 0 \Leftrightarrow YFD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} (aPE_t / (PF_t + P^C (1 - \mu f_t) \varepsilon^F + \frac{1}{2} k_1 \mu f_t^2 \varepsilon^F))^{\sigma} \\ \frac{\delta \Pi}{\delta \mu f_t} = 0 \Leftrightarrow \mu f_t = P^C / k_1 \\ \frac{\delta \Pi}{\delta \mu b_t} = 0 \Leftrightarrow \mu b_t = P^C / k_2 \end{array} \right. \quad (4.32)$$

### Le producteur de bien final

A chaque période  $t$ , une quantité  $YC_t$  est produite grâce à la fonction de production :

$YC_t = Q(KD_t, LD_t, YED_t) = A_4 KD_t^{\gamma} LD_t^{\theta} YED_t^{1-\gamma-\theta}$  avec  $KD_t$  la demande de capital physique,  $LD_t$  la demande de travail et  $YED_t$  la demande d'énergie secondaire.

A chaque instant  $t$ , le producteur maximise ses profits :

$$\begin{aligned} \max_{F_t, R D_t} \Pi &= Y C_t - (r_t + \delta) K D_t - w_t L D_t - P E_t Y E D_t \\ S.c \ Y C_t &= A_4 K D_t^\gamma L D_t^\theta Y E D_t^{1-\gamma-\theta} \end{aligned} \quad (4.33)$$

$r_t + \delta$  est le coût d'usage réel du capital,  $w_t$  est le coût d'usage du travail,  $P E_t$  est le prix de l'énergie secondaire. A chaque instant, la firme égalise la productivité marginale de ses facteurs avec le coût d'usage de ces derniers.

Les demandes optimales de facteurs se déduisent des conditions du premier ordre :

$$\begin{cases} \frac{\delta \Pi}{\delta K D_t} = 0 \Leftrightarrow K D_t = \gamma Y C_t / (r_t + \delta) \\ \frac{\delta \Pi}{\delta L D_t} = 0 \Leftrightarrow L D_t = \theta Y C_t / w_t \\ \frac{\delta \Pi}{\delta Y E D_t} = 0 \Leftrightarrow Y E D_t = (1 - \gamma - \theta) Y C_t / P E_t \end{cases} \quad (4.34)$$

### 4.3.2 Les ménages

Les ménages maximisent leur bien-être  $W = \sum_{t=0}^{\infty} 1/(1 + \rho)^t (U(C_t) - D(X_t))$  sous leur contrainte budgétaire inter-temporelle :

$$w_t L_t + (r_t + \delta) K_t + P T_t T O_t + P R_t R O_t + t r = C_t + S_t \quad (4.35)$$

Les ménages offrent du travail et reçoivent en contrepartie un salaire  $w_t$ .

Les ménages perçoivent le prix de la location du capital qui est précisément le coût d'usage du capital pour les entreprises ( $r_t + \delta$ ).

$r_t$  représente donc le taux de rendement net du capital pour les ménages et  $r_t + \delta$  son taux de rendement brut.

Les ménages sont propriétaires des terres ( $T O_t$ ) et de la ressource non-renouvelable dans l'économie ( $R O_t$ ). Ils mettent ces derniers à disposition des producteurs de biomasse et d'énergie fossile chaque année. Le loyer de la terre est  $P T_t$  et celui de la ressource carbone est  $P R_t$ .

$t r$  correspond aux transferts du secteur public vers les ménages.

Le revenu des ménages est consacré à l'épargne ( $S_t$ ) et à la consommation ( $C_t$ ). Nous supposons qu'il n'y pas d'autre actif dans l'économie.<sup>7</sup> La formation brute de capital est la seule affectation possible de l'épargne. Ainsi, l'épargne correspond à l'investissement brut en capital. La contrainte (4.35) peut se réécrire de la façon suivante :

$$w_t L_t + (r_t + \delta)K_t + PT_t TO_t + PR_t RO_t + tr = C_t + I_t$$

Sachant que

$$I_t = K_{t+1} - K_t + \delta K_t$$

La contrainte (4.35) devient :

$$K_{t+1} - K_t = r_t K_t + w_t L_t + PT_t TO_t + PR_t RO_t + tr - C_t$$

Le consommateur maximise ainsi une fonction d'utilité inter-temporelle qui correspond à la date 0 à la valeur actualisée des utilités instantanées procurées par les consommations futures, sous sa contrainte budgétaire inter-temporelle, afin de pouvoir déterminer la demande optimale de consommation. Le programme du consommateur avec le facteur d'escompte noté  $\beta = 1/(1 + \rho)$  peut alors s'écrire :

$$\begin{aligned} \max_{C_t} W &= \sum_{t=0}^{\infty} \beta^t (U(C_t) - D(X_t)) & (4.36) \\ S.c \quad K_{t+1} - K_t &= r_t K_t + w_t L_t + PT_t TO_t + PR_t RO_t + tr - C_t \\ &K_0 \text{ donné} \end{aligned}$$

Le Hamiltonien est :

$$H[\lambda'_t, K_t, C_t] = \beta^t U(C_t) + \lambda'_t [r_t K_t + w_t L_t + PT_t TO_t + PR_t RO_t + tr - C_t]$$

Toute solution optimale  $(\lambda_t^*, K_t^*, C_t^*)$  doit vérifier le système suivant :

---

<sup>7</sup>L'épargne est égale à l'investissement lorsqu'il n'y a pas de marché des fonds prêtables.

$$\begin{cases} \frac{\delta H}{\delta C_t} = 0 & (a) \\ K_{t+1} - K_t = \frac{\delta H}{\delta \lambda_t} & (b) \\ \lambda'_t - \lambda'_{t-1} = -\frac{\delta H}{\delta K_t} & (c) \end{cases} \quad (4.37)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} \beta^t U'(C_t) - \lambda'_t = 0 & (a) \\ K_{t+1} - K_t = r_t K_t + w_t L_t + PT_t TO_t + PR_t RO_t + tr - C_t & (b) \\ \lambda'_t - \lambda'_{t-1} = -\lambda_t r_t & (c) \end{cases}$$

On se ramène à un système de deux variables  $K_t$  et  $C_t$  en éliminant les  $\lambda'_t$  des trois équations précédente (4.37).

L'équation (c) peut s'écrire :

$$\lambda'_{t+1} - \lambda'_t = -\lambda_{t+1} r_{t+1}$$

On élimine les termes en  $\lambda'_t$  en intégrant (a) dans (c) on obtient :

$$\beta^{t+1} U'(C_{t+1}) - \beta^t U'(C_t) = -\beta^{t+1} U'(C_{t+1}) r_{t+1}$$

Cette dernière peut se réécrire :

$$\beta U'(C_{t+1})(1 + r_{t+1}) = U'(C_t)$$

Cette dernière équation et l'équation (b) constituent le système récurrent du premier ordre suivant :

$$\begin{cases} K_{t+1} = (1 + r_t)K_t + w_t L_t + PT_t TO_t + PR_t RO_t + tr - C_t \\ \beta U'(C_{t+1}) = U'(C_t)/(1 + r_{t+1}) \end{cases} \quad (4.38)$$

La deuxième équation du système récurrent (4.38) est l'équation d'Euler, soit :

$$\frac{U'(C_t)}{U'(C_{t+1})} = \frac{1 + r_{t+1}}{1 + \rho} \quad (4.39)$$

$U'(C_t)$  et  $U'(C_{t+1})$  correspondent respectivement à l'utilité marginale d'une unité de consommation supplémentaire à la date  $t$  et à la date  $t + 1$ . Cette condition (4.39) montre que la trajectoire de la consommation dépend du ratio facteur d'intérêt sur taux de préférence pour le présent. En prenant la forme fonctionnelle de l'utilité définie plus haut (équation 4.12, p. 176), l'équation d'Euler devient :

$$\frac{C_{t+1}}{C_t} = \left( \frac{1 + r_{t+1}}{1 + \rho} \right)^\phi \quad (4.40)$$

### 4.3.3 Le secteur public

Le secteur public collecte les recettes fiscales, subventionne les secteurs privés et effectue des transferts. Il détient les infrastructures de capture, de transport et de stockage du carbone. Il perçoit donc un revenu lié à leurs utilisations :  $zB(\mu b_t, EB_t)$  est le coût d'utilisation de la BCSC et  $zF(\mu f_t, EF_t)$  le coût d'utilisation de la CSC pour les entreprises.

Le budget est supposé équilibré à chaque période. En outre, la somme des taxes (taxe carbone  $\tau^c$  et taxe fossile  $\tau^F$ ) et des revenus de la CSC est reversée sous forme de subventions aux technologies de CSC ( $s^{bcsc}, s^{csc}$ ), de subventions à la biomasse ( $s^B$ ) et de prestations aux ménages ( $tr$ ).

L'équilibre peut se formuler ainsi :

$$\begin{aligned} G_t = & \tau^c(1 - \mu f_t)EF_t + \tau^F PF_t YFD_t - s^{bcsc} \mu b_t EB_t \\ & - s^{csc} \mu f_t EF_t - s^B YBD_t - tr + zB(\mu b_t, EB_t) + zF(\mu f_t, EF_t) \end{aligned} \quad (4.41)$$

### 4.3.4 Les équilibres sur les marchés et la vérification de la loi de Walras

Dans une économie en équilibre général, quatre conditions doivent être vérifiées.

**Condition 1** *Le consommateur maximise son utilité sous sa contrainte budgétaire inter-temporelle.*

**Condition 2** *Chaque producteur maximise son profit inter-temporel sous sa contrainte technique définie par sa fonction de production.*

**Condition 3** *Les quantités totales demandées sont égales aux quantités totales offertes pour chaque bien.*

**Condition 4** *Les quantités totales de facteurs utilisées par les producteurs sont égales aux quantités offertes de chaque facteur.*

Les conditions 1 et 2 indiquent que les décisions des entreprises et du consommateur sont optimales. Les conditions 3 et 4 expriment l'égalité entre les offres et les demandes sur le marché des biens et des facteurs.

Sur chaque marché tout ce qui est produit est consommé. Les offres et les demandes de chaque bien s'égalisent. La condition de profit nul doit être respectée et les prix d'équilibre sont déterminés par le modèle.

### Marché du bien final

L'équilibre emploi-ressource est :

$$YC_t = C_t + IF_t + IB_t + I_t + G_t$$

La condition de profit nul permet d'écrire :

$$YC_t = (r_t + \delta)KD_t + w_tLD_t + PE_tYED_t \quad (4.42)$$

### Marché de l'énergie secondaire

L'offre d'énergie du secteur  $j = E$  est égale à la demande d'énergie du secteur  $j = C$  :

$$YEO_t = YED_t \quad (4.43)$$

La condition de profit nul est :

$$\begin{aligned} PE_tYEO_t = & (PB_t - s^B)YBD_t + (1 + \tau^F)PF_tYFD_t + \tau^C(1 - \mu f_t)EF_t \quad (4.44) \\ & - s^{b\text{csc}}\mu b_tEB_t - s^{\text{csc}}\mu f_tEF_t + zB(\mu b_t, EB_t) + zF(\mu f_t, EF_t) \end{aligned}$$

**Marché de la biomasse**

L'offre de biomasse du secteur  $j = B$  est égale à la demande de biomasse du secteur  $j = E$  :

$$YBO_t = YBD_t \quad (4.45)$$

La condition de profit nul est :

$$PB_t YBO_t = IB_t + PT_t TD_t \quad (4.46)$$

**Marché de l'énergie fossile**

L'offre d'énergie fossile du secteur  $j = F$  est égale à la demande d'énergie fossile du secteur  $j = E$  :

$$YFO_t = YFD_t \quad (4.47)$$

La condition de profit nul est :

$$PF_t YFO_t = IF_t + PR_t RD_t \quad (4.48)$$

**Equilibre budgétaire**

L'équilibre budgétaire s'écrit de la façon suivante :

$$\begin{aligned} G_t = & \tau^c(1 - \mu f_t)EF_t + \tau^F PF_t YFD_t - s^{b\text{csc}} \mu b_t EB_t \\ & - s^{\text{csc}} \mu f_t EF_t - s^B YBD_t - tr_t + zB(\mu b_t, EB_t) + zF(\mu f_t, EF_t) \end{aligned} \quad (4.49)$$

**Marché du travail**

L'offre de travail exogène est égale à la demande de travail qui émane du secteur  $j = C$  :

$$L_t = LD_t \quad (4.50)$$

### Marché de la ressource carbone

L'offre de ressource carbone exogène est égale à la demande de ressource par le secteur  $j = F$  :

$$RO_t = RD_t \quad (4.51)$$

### Marché de la terre

L'offre de terre exogène est égale à la demande de terre par le secteur  $j = B$  :

$$TO_t = TD_t \quad (4.52)$$

Tout d'abord, nous réécrivons l'équilibre emploi-ressource en valeur en remplaçant  $G_t$  et  $PE_tYED_t$  par leurs expressions (4.49 et 4.44)

$$\begin{aligned} & (r_t + \delta)KD_t + w_tLD_t + (PB_t - s^B)YBD_t + (1 + \tau^F)PF_tYFD_t \quad (4.53) \\ & + \tau^C(1 - \mu f_t)EF_t - s^{b\text{csc}}\mu b_tEB_t - s^{\text{csc}}\mu f_tEF_t + zB(\mu b_t, EB_t) + zF(\mu f_t, EF_t) \\ = & C_t + IF_t + IB_t + I_t + \tau^C(1 - \mu f_t)EF_t + \tau^F PF_tYFD_t \\ & - s^{b\text{csc}}\mu b_tEB_t - s^{\text{csc}}\mu f_tEF_t - s^B YBD_t - tr_t + zB(\mu b_t, EB_t) + zF(\mu f_t, EF_t) \end{aligned}$$

Après simplification, (4.53) devient :

$$(r_t + \delta)KD_t + w_tLD_t + PB_tYBD_t + PF_tYFD_t = C_t + IF_t + IB_t + I_t - tr_t \quad (4.54)$$

De plus, selon l'équation dynamique du capital (équation 4.6, p. 173) nous pouvons écrire :

$$I_t = K_{t+1} - (1 - \delta)K_t \quad (4.55)$$

En remplaçant  $I_t$  par son expression (4.55) dans (4.54), on obtient :

$$(1 + r_t)KD_t + w_tLD_t + PB_tYBD_t + PF_tYFD_t = C_t + IF_t + IB_t + K_{t+1} - tr_t \quad (4.56)$$

Nous remplaçons  $PB_tYBD_t$  et  $PF_tYFD_t$  par leurs expressions (4.46 et 4.48) dans l'équation précédente (4.56), nous obtenons :

$$(1+r_t)KD_t + w_tLD_t + IB_t + PT_tTD_t + IF_t + PR_tRD_t = C_t + IF_t + IB_t + K_{t+1} - tr_t \quad (4.57)$$

La contrainte budgétaire des ménages s'écrit :

$$w_tL_t + (r_t + \delta)K_t + PT_tTO_t + PR_tRO_t + tr = C_t + S_t$$

Nous remplaçons  $C_t$  par son expression dans l'équation (4.57) et nous montrons bien que l'épargne est égale à l'investissement brut en capital :

$$S_t = K_{t+1} - K_t + \delta K_t$$

### 4.3.5 L'état stationnaire

Il est nécessaire d'écrire les relations d'équilibre stationnaire du modèle avant de procéder à l'étape de calibrage. Cela implique que l'économie évolue initialement le long d'un sentier de croissance équilibrée. Cette hypothèse peut être gênante pour les pays en développement pourtant elle est couramment utilisée puisqu'elle facilite le calcul des paramètres non fournis par la littérature (Cf. sous-section 4.4.2).

#### La consommation

La résolution du programme du consommateur (4.36, p. 187) conduit à la relation suivante (équation 4.40, p. 189) :

$$\frac{C_{t+1}}{C_t} = \left( \frac{1+r_{t+1}}{1+\rho} \right)^\phi$$

A l'équilibre stationnaire, la consommation ne varie plus ( $C_{t+1} = C_t$ ). Cette relation s'écrit donc :

$$1+r_t = 1+\rho \quad (4.58)$$

### Le stock de capital

L'équation dynamique d'accumulation du capital s'écrit de la manière suivante (équation 4.6, p. 173)

$$K_{t+1} = I_t + (1 - \delta)K_t$$

A long terme, le capital ne varie plus ( $K_{t+1} = K_t$ ). Cette relation devient :

$$K = I/\delta \tag{4.59}$$

### Le stock de carbone atmosphérique

L'équation d'évolution du stock de carbone atmosphérique (équation 4.16, p. 178) est :

$$X_{t+1} = (1 - \mu f_t)EF_t - \mu b_t EB_t + \bar{E} + (1 - \zeta)X_t$$

A l'équilibre ce stock ne varie plus ( $X_{t+1} = X_t$ ) et la relation s'écrit :

$$X = ((1 - \mu f)EF - \mu bEB + \bar{E})/\zeta \tag{4.60}$$

## 4.4 Base de données et calibrage du modèle

Cette étape consiste à assigner des valeurs numériques aux variables et paramètres du modèle théorique afin de pouvoir résoudre le modèle numériquement. Pour reproduire l'état initial de l'économie, il est nécessaire d'attribuer une valeur à chaque variable pour l'année de référence.

Dans un premier temps, deux bases de données sont élaborées. Elles constituent ce que l'on appelle communément une "matrice de comptabilité sociale". La première base recense les données macroéconomiques et environnementales au niveau international et la seconde

au niveau français. Le choix de la valeur des paramètres et des variables est basé sur la littérature empirique.

Dans un second temps, les valeurs des paramètres dits calibrés sont déterminés.<sup>8</sup> Ils permettent de reconstituer à partir des équations de comportement la situation d'équilibre à l'année de référence.

#### 4.4.1 La base de données

##### Les ménages

Il est nécessaire de déterminer l'horizon temporel, la taille de la population en 2005 ( $L_0$ ) et les paramètres de la fonction de bien-être inter-temporel que sont : le taux de préférence pour le présent ( $\rho$ ) et l'élasticité de substitution intertemporelle de la consommation ( $\phi$ ).

L'horizon temporel étudié pour la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> est la période 2005-2100. L'année 2005 constitue donc l'année de référence.<sup>9</sup> Les valeurs obtenues pour 2005 sont ainsi assignées aux variables. L'horizon temporel s'étend jusqu'en 2170 pour permettre aux variables de converger vers un état stationnaire.

La taille de la population est exogène. Nous supposons que le taux de croissance démographique est nul. Selon la base de données de la banque mondiale, en 2005, les populations mondiale et française sont respectivement de 6,5 milliards et 60,8 millions d'individus (WDI, 2008).

Le taux de préférence pour le présent est un paramètre de la fonction de bien-être inter-temporel qui traduit la manière dont la société apprécie le bien-être des générations futures (Arrow *et al.*, 1995). La valeur de ce paramètre est fortement controversée. Certains auteurs défendent l'idée selon laquelle la valeur du paramètre devrait être nulle ou très faible afin de donner un traitement identique aux générations présentes et futures (Ramsey, 1928 ; Goodin, 1982 ; Broome, 1992 ; Cline, 1993 ; Stern, 2006). Pour exemple, Stern (2006) prend comme valeur du taux de préférence pour le présent 0,001. D'autres, au contraire,

---

<sup>8</sup>Nous utilisons le logiciel GAMS (General Algebraic Modeling System) pour les calculer.

<sup>9</sup>Ce choix est dû à la disponibilité des données.

prétendent que le taux de préférence pour le présent devrait être strictement positif et plus proche de 2% à 4% afin que la génération présente ne se sacrifie pas pour autant (Koopman, 1965, Arrow *et al.*, 1995, Nordhaus, 2007).

Ce paramètre est calibré selon la relation d'équilibre stationnaire de la consommation (équation 4.58, p. 193).

Il n'existe pas de réel consensus dans la littérature sur la valeur de l'élasticité de substitution inter-temporelle de la consommation. Charpin (1989) considère qu'elle est comprise entre 0,25 et 0,5, Devarajan et Go (1998) proposent une valeur de 0,9 et Schubert et Létournel (1991) utilisent une valeur pour la France de 0,8. Rutherford et Tarr (1999) recommandent eux d'utiliser une valeur de 0,5 quand la fonction d'utilité utilise un consommateur représentatif à horizon de vie infini. Nous retenons une élasticité ( $\phi$ ) de 0,5.

TAB. 4.1 – Tableau récapitulatif des valeurs données aux paramètres et variables concernant le secteur des ménages

Paramètres et variables	Monde	France
Taille de la population initiale ( $L_0$ )	6 512M	60,8M
Taux de croissance de la population ( $n$ )	0	0
Elasticité de substitution ( $\phi$ )	0,5	0,5

### Le secteur du bien final

Les paramètres associés au secteur du bien final proviennent du modèle DICE de Nordhaus (2008) et du modèle DEMETER de Gerlagh et van der Zwaan (2003, 2006). Nous devons déterminer : le taux de dépréciation du capital ( $\delta$ ), l'élasticité du travail dans la production du bien final ( $\theta$ ), l'élasticité du capital dans la production du bien final ( $\gamma$ ) et le PIB mondial et français initial ( $YC_0$ ). Le montant de l'investissement en capital correspondant à la formation brute de capital fixe (FBCF) de la nation et au niveau mondial ( $I_0$ ) est également défini.

Le taux de dépréciation du capital se situe dans la littérature entre 5% et 10%. Dans le

modèle DICE (Nordhaus, 2008), il est égal à 10%. Cependant, certaines études empiriques montrent que ce taux est plus faible et plus proche de 4% (Romer, 1989). Une valeur moyenne de 7% est retenue (Gerlagh et van der Zwaan, 2003, 2006).

Toujours d'après le modèle DICE de Nordhaus, l'élasticité du travail dans la production de bien final est  $\theta = 0,62971$ . L'élasticité du capital dans cette même production est  $\gamma = 0,3$  et l'élasticité de l'énergie est donc  $1 - \gamma - \theta$ .

Selon la base de données de la banque mondiale, le PIB mondial équivaut à 44400 MdUS\$ et celui de la France à 2136 MdUS\$ en 2005 (soit 1708 Md€ pour un taux de change moyen de 1,2501 en 2005 selon la BCE). La FBCF mondiale s'élève à 10360 MdUS\$ et celle de la France est de 344 Md€.

TAB. 4.2 – Tableau récapitulatif des valeurs données aux paramètres et variables concernant le secteur de bien final

Paramètres et variables	Monde	France
Taux de dépréciation du capital ( $\delta$ )	7%	7%
Elasticité du travail dans la production du bien final ( $\theta$ )	0,62971	0,62971
Elasticité du capital dans la production du bien final ( $\gamma$ )	0,3	0,3
PIB mondial initial ( $YC_0$ )	44 400 MdUS\$	1708 Md€
Investissement initial ( $I_0$ )	10360 MdUS\$	344 Md€

### Le secteur de l'énergie secondaire

Les paramètres et variables assignés sont : la consommation d'énergie fossile en 2005 ( $YFD_0$ ), la consommation de biomasse en 2005 ( $YBD_0$ ) et l'élasticité de substitution dans la fonction CES ( $\sigma$ ). Les données mondiales proviennent de l'Agence Internationale de l'Énergie<sup>10</sup> et les données françaises proviennent de la base de données Pégase (2011).

La consommation mondiale d'énergie fossile primaire comprend la consommation de pétrole, de gaz naturel et de charbon. D'après l'IEA (2008c), cette dernière s'élève à 420,588

<sup>10</sup>Les références apparaissent sous l'acronyme IEA pour International Energy Agency.

exajoules (EJ) en 2005. En France, elle était de 5,844 EJ (tableau 4.3).

TAB. 4.3 – Consommation d'énergie fossile en 2005

	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Total
Consommation mondiale (EJ) (IEA, 2008c)	179,222	112,935	128,431	450,588
Consommation française (EJ) (Pégase, 2011)	3,581	1,720	0,543	5,844

Dans le modèle, nous nous intéressons seulement à l'énergie fossile consommée dans le secteur de l'énergie secondaire. Cela inclut principalement l'activité des centrales thermiques qui utilisent du gaz, du charbon et du pétrole, et le raffinage du pétrole. 155 EJ d'énergie fossile sont consommés dans ces secteurs au niveau mondial (IEA, 2008b).

Pour la France, en 2005, la demande de charbon des centrales thermiques, y compris des centrales industrielles, est environ égale à 6 millions de tep (Mtep).<sup>11</sup> La directive européenne sur les grandes installations de combustion (2001/80/CE) condamne, à l'horizon 2015, les centrales à charbon les plus polluantes. Ainsi, les opérateurs tendent de plus en plus à privilégier le gaz naturel, moins émetteur de CO<sub>2</sub>, au détriment de la houille et du fioul. La quantité de gaz naturel utilisée pour la production d'électricité est d'environ 33 TWh (soit 4,4 Mtep). Enfin, la consommation de produits pétroliers est de 6,5 Mtep. La consommation totale d'énergie fossile dans la branche française de l'énergie est de 0,7098 EJ (Pégase, 2011).

En 2006, la consommation de biomasse à travers le monde s'élève 49,648 EJ (IEA, 2008). Environ 19 EJ proviennent de la transformation de biomasse en bioénergies. Nous considérons seulement les secteurs de production d'énergie secondaire qui utilisent de la biomasse (électricité, chaleur, biocarburants). Ceci représente un total de 12,295 EJ.

En France, la biomasse est principalement utilisée dans la production de chaleur (0,0665 EJ), de biocarburants (0,0169 EJ) et d'électricité (0,0134 EJ), soit un total de 0,0968 EJ.

<sup>11</sup>La tonne équivalant pétrole (tep) est l'unité unique utilisée pour mesurer les productions et les consommations d'énergie. Toutes les énergies sont converties en tep en fonction de leur pouvoir calorifique inférieur.

La valeur de l'élasticité de substitution entre l'énergie fossile et l'énergie neutre en carbone est supposée égale à 3 (Gerlagh et van der Zwaan, 2003).

TAB. 4.4 – Tableau récapitulatif des valeurs données aux paramètres et variables concernant le secteur de l'énergie secondaire

Paramètres et variables	Monde	France
Consommation d'énergie fossile initiale ( $YFD_0$ )	155 EJ	0,7098 EJ
Consommation de biomasse initiale ( $YBD_0$ )	12,295 EJ	0,0968 EJ
Elasticité de substitution dans la fonction CES ( $\sigma$ )	3	3

### Le secteur de l'énergie fossile et de la biomasse

Certains points dans les secteurs de l'extraction de la ressource fossile et de la production de biomasse doivent être spécifiés : le montant initial des ressources extraites ( $RO_0$ ), le prix de la ressource fossile ( $PR_0$ ) et les quantités de terres offertes ( $TO_0$ ).

Selon l'IEA (2008), le montant des ressources fossiles extraites dans le monde en 2005 s'élève à environ 490 EJ.

En France, en 2005, 0,112 EJ d'énergie fossile sont produits sur le territoire et 7,389 EJ sont importés, soit au total 7,5 EJ (Pégase, 2011).

Selon la base de données Enerdata<sup>12</sup>, en 2005, le prix du baril de pétrole est de 55 US\$ soit 8 US\$/GJ, le prix du gaz naturel de 7,14 US\$/GJ et le prix du charbon de 2 US\$/GJ (soit environ 60 US\$ la tonne de charbon). Nous optons pour la moyenne qui est de 5,7 US\$/GJ.

Afin de déterminer le potentiel de terres utilisées pour la production de biomasse, nous nous basons sur les rendements énergétiques de la biomasse par hectare proposés par Azar *et al.* (2010). Le rendement à l'hectare est d'environ 200 GJ par an. Le besoin en terre s'élève à 500 millions d'hectares pour produire 100 EJ/an de biomasse. Compte tenu de la

<sup>12</sup>Cabinet d'études économiques sur l'énergie et l'environnement, associant expertise internationale, outils d'analyse et statistiques énergétiques.

<http://www.enerdata.fr/enerdatafr>

demande de biomasse ( $YBD_0$ ) en 2005 (équivalente à l'offre de biomasse), cela correspond à une utilisation de l'ordre de 61,5 millions d'hectares de terres. L'offre de terre (supposée exogène) est donc égale à 61,5 millions d'hectares.

Pour la France, le même raisonnement est appliqué. La production française de biomasse nécessite 2 millions d'hectares de terres.

TAB. 4.5 – Tableau récapitulatif des valeurs données aux paramètres et variables concernant le secteur des énergies primaires

Paramètres et variables	Monde	France
Montant initial des ressources fossiles extraites ( $RO_0$ )	490 EJ	7,5 EJ
Prix initial de l'énergie fossile ( $PF_0$ )	5,7 US\$/GJ	5,7 US\$/GJ
Quantité de terre utilisée en 2005 ( $TO_0$ )	61,5M d'hectares	2M d'hectares

### Les émissions et le stock de carbone

Il est nécessaire de déterminer le stock de carbone dans l'atmosphère ( $X_0$ ), la valeur du coefficient d'absorption naturel ( $\zeta$ ), le montant des émissions exogènes ( $\bar{E}$ ) ainsi que le contenu en carbone de la biomasse ( $\varepsilon^B$ ) et de l'énergie fossile ( $\varepsilon^F$ ).

La concentration de carbone dans l'atmosphère en 2005 est de 808,9 Gt de carbone soit 2993 Gt de CO<sub>2</sub> (Nordhaus, 2008).

Pour le contenu en carbone de l'énergie fossile, appelé également "coefficient d'émissions", les données sont tirées de l'IEA (2008c). Le tableau (4.6) présente les données qui relèvent de la consommation mondiale d'énergie fossile en 2005 ainsi que les émissions liées à ces consommations.

Nous retenons un coefficient d'émissions lié à l'utilisation d'énergie fossile de  $\varepsilon^F = 68$ . Pour 1 EJ d'énergie, 68 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sont relâchées dans l'atmosphère. D'après le GIEC (2005), le contenu en carbone de la biomasse est de 111\*10<sup>6</sup> tCO<sub>2</sub>/EJ. Si l'on convertit en tCO<sub>2</sub>/GJ, on obtient 1GJ=0,111 tCO<sub>2</sub>. Nous retenons  $\varepsilon^B = 111$ .

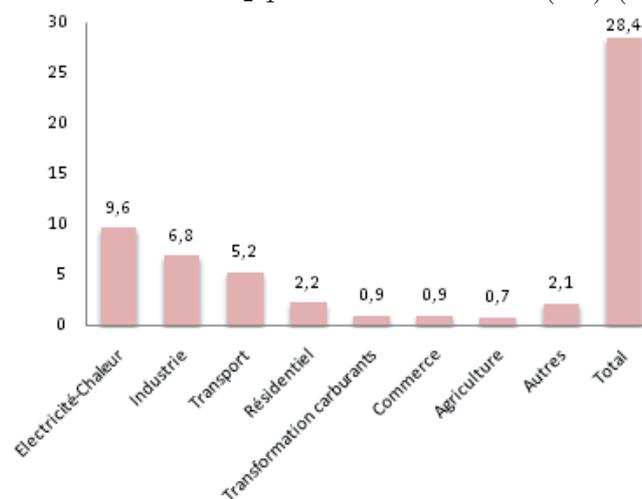
TAB. 4.6 – Emissions liées à la consommation d'énergie fossile en 2005 (IEA, 2008c)

	Pétrole	Gaz naturel	Charbon	Total
Consommation mondiale en EJ ( $10^{18}$ GJ)	179,222	112,935	128,431	420,588
Emissions de CO <sub>2</sub> en millions de tonnes métriques	11105,37	5868,45	11511,18	28485
Coefficient d'émissions en tonnes de CO <sub>2</sub> par GJ	0,062	0,052	0,090	0,068*
Coefficient d'émissions en millions de tonnes de CO <sub>2</sub> par EJ	62	52	90	68*

\*Le coefficient est la moyenne des coefficients de chaque type d'énergie

La part des émissions mondiales d'origine fossile par secteur est représentée dans la figure (4.2). Les émissions totales en 2005 s'élèvent à environ 28 Gt de CO<sub>2</sub>. Nous retenons seulement les émissions correspondant aux 155 EJ consommés dans le secteur de l'énergie secondaire soit environ 10,5 Gt de CO<sub>2</sub>.

Les émissions globales de GHG sont égales à 44,1 Gt<sub>eqCO<sub>2</sub></sub> en 2005 (IEA, 2008c). Ainsi le montant des émissions exogènes affectant le stock de carbone atmosphérique est de  $(44,1-10,5)=33,6$  Gt<sub>eqCO<sub>2</sub></sub>.

FIG. 4.2 – Emissions de CO<sub>2</sub> par secteur en 2005 (Gt) (IEA, 2008b)

Le niveau des émissions de CO<sub>2</sub> de la France est à peu près stable depuis 1990. 398 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> étaient émises en 1990 contre 420 millions<sup>13</sup> en 2005 (Citepa, 2010). Deux tiers de ces émissions résultent des activités de production et un tiers des ménages.

Dans la production, les activités primaires telles que l'agriculture et la sylviculture génèrent 3% des émissions de CO<sub>2</sub>. Les activités secondaires génèrent 40% des émissions dont 15% sont imputables au secteur de l'énergie. Enfin, le secteur tertiaire est responsable de 22% des émissions (Commissariat général du développement durable, 2010).

La base de données IREP (2011) sur les émissions de CO<sub>2</sub> permet de recenser les émetteurs industriels français. 42 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sont issus de sources fixes importantes dans le secteur de l'énergie et du raffinage en 2005. Ainsi, toutes ces installations peuvent être équipées d'une chaîne CSC. Selon la consommation d'énergie française ( $YFD_0 = 0,7098 EJ$ ), 48 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> sont issues du secteur énergétique.

Les émissions de GHG de la France en 2005 s'élèvent à 561 millions de tonnes<sub>eqCO<sub>2</sub></sub> (Citepa, 2010). Ainsi, les émissions exogènes de la France sont de 513 millions de tonnes<sub>eqCO<sub>2</sub></sub>.

Pour la version monde du modèle, le coefficient d'absorption naturel ( $\zeta$ ) est calibré dans la section suivante selon la relation (4.60, p. 194).

Pour la version France du modèle, le coefficient d'absorption naturel ( $\zeta$ ) est fixé à 0,4%<sup>14</sup> (Schubert, 2009). C'est le "stock de carbone atmosphérique français"<sup>15</sup> qui est calibré.

## La CSC

Les fonctions de coût de la CSC à partir d'énergie fossile et de biomasse doivent être spécifiées. La part initiale des émissions de CO<sub>2</sub> capturées grâce à la CSC ( $\mu f_0$ ) et à la

<sup>13</sup>Ce montant ne prend pas en compte l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques.

<sup>14</sup>Schubert estime que les puits de carbone sont compris entre 3 et 4 Giga tonnes de carbone (GtC) par an. En supposant que 800 GtC sont dans l'atmosphère, le coefficient d'absorption est compris entre 3/800 et 4/800, c'est à dire entre 0,375% et 0,5%.

<sup>15</sup>Parler de stock de carbone atmosphérique français n'a pas beaucoup de sens car le stock est planétaire. Cependant une forme de dommage, qualifiée de désutilité, est étudiée au niveau français dans le chapitre 5. Le "stock de carbone atmosphérique français" constitue donc notre indicateur de désutilité.

TAB. 4.7 – Tableau récapitulatif des valeurs données et déduites aux paramètres et variables concernant la partie environnementale

Paramètres et variables	Monde	France
Stock de carbone dans l'atmosphère ( $X_0$ )	2993GtCO <sub>2</sub>	/
Coefficient d'absorption naturel ( $\zeta$ )	/	0,4%
Contenu en CO <sub>2</sub> de la biomasse ( $\varepsilon^B$ )	111 (10 <sup>6</sup> tCO <sub>2</sub> /EJ)	/
Contenu en CO <sub>2</sub> de l'énergie fossile ( $\varepsilon^F$ )	68 (10 <sup>6</sup> tCO <sub>2</sub> /EJ)	/
Emissions exogènes ( $\bar{E}$ )	33,6 Gt <sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>	0,513 Gt <sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>

BCSC ( $\mu b_0$ ) doit également être déterminée.

Le coût de la filière CSC dépend largement du type d'installation et des applications comme nous l'avons vu dans le deuxième chapitre. Ainsi, plusieurs technologies de CSC sont supposées disponibles. Les technologies les moins coûteuses sont développées en premier puis les plus coûteuses ensuite en fonction du degré d'incitation économique mise en place.

Dans un premier temps, la CSC peut être développé pour faire de la récupération assistée de pétrole et de gaz. Le coût d'un tel procédé se situe aux alentours de 20 \$ la tonne de CO<sub>2</sub> selon le département de l'énergie des Etats-Unis (2009). Gerlagh dans DEMETER estime que la CSC peut se développer dans ce cas de figure pour un coût très faible de 3 \$ la tonne de CO<sub>2</sub> évitée.

Pour encadrer la fourchette haute nous supposons que pour un coût moyen de 130 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>, 90%<sup>16</sup> des émissions du secteur de la transformation d'énergie peuvent être équipées d'une technologie de CSC. Ce coût se situe légèrement au-dessus de ce qui est prédit dans la littérature (tableau 4.8).

Les coûts de la BCSC sont difficiles à estimer car il n'existe pas d'installation biomasse de grande taille. A l'heure actuelle, les centrales fonctionnant à la biomasse sont inférieures à 100 MW et la littérature sur les coûts d'un tel système est peu développée. Les résultats des études sur la production d'éthanol et d'électricité sont rappelés.

Dans la production d'éthanol, le coût est de 53 US\$/tCO<sub>2</sub> pour une installation qui

<sup>16</sup>Il n'est techniquement pas possible de capturer plus de 90% des émissions.

TAB. 4.8 – Coût moyen de la CSC dans le secteur de l'électricité (IEA, 2008b)

	Gaz	Charbon
Coût d'abattement (US\$/tCO <sub>2</sub> évitée)	60-110	60-75

Les coûts comprennent la capture, le transport et le stockage géologique du CO<sub>2</sub>

capture 0,6 MtCO<sub>2</sub>/an (Möllersten *et al.*, 2003). Ce coût ne prend pas en compte la partie transport ni le stockage. Le coût de capture moyen pour le même type d'installation dans l'étude de cas, présentée dans le chapitre 1, est d'environ 45 €/tCO<sub>2</sub> (58,5 \$/tCO<sub>2</sub>) pour la fermentation seule et de 125 €/tCO<sub>2</sub> (162,5 \$/tCO<sub>2</sub>) pour la fermentation et la combustion.

Dans la production d'électricité, le coût de capture à partir d'une centrale biomasse à cycle combiné et gazéification intégrée de 24 MW (0,19 MtCO<sub>2</sub>/an) est estimé à environ 80 US\$/tCO<sub>2</sub> (Audus & Freund, 2004).

Nous supposons que la CSC appliquée à la biomasse peut se développer à hauteur de 90% pour un coût de 180 \$/tCO<sub>2</sub>. Ce coût est élevé mais il correspond au cas d'une petite installation de biocarburants telle que nous l'avons étudié dans le chapitre 1.

En 2005, la part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC est supposée nulle car aucun instrument de politique environnementale n'est mis en place.

TAB. 4.9 – Tableau récapitulatif des valeurs données aux variables concernant la partie CSC et BCSC

Paramètres et variables	Valeurs
Coût moyen de la CSC ( $zF_0$ ) pour capturer 90% des émissions	130 \$/tCO <sub>2</sub>
Coût moyen de la BCSC ( $zB_0$ ) pour capturer 90% des émissions	180 \$/tCO <sub>2</sub>
% initial des émissions de CO <sub>2</sub> capturées grâce à la CSC ( $\mu f_0$ )	0%
% initial des émissions de CO <sub>2</sub> capturées grâce à la BCSC ( $\mu b_0$ )	0%

### 4.4.2 Le calibrage

Dans cette section, nous procédons au calibrage des variables endogènes et des paramètres non renseignés pour l'année de base.

#### Calibrage de la sphère environnementale

Le niveau d'émissions issues de la combustion de la biomasse et de l'énergie fossile est déduit des relations (4.7, p. 173 et 4.8, p. 174) :

$$\begin{aligned} EF_0 &= \varepsilon^F Y F D_0 \\ EB_0 &= \varepsilon^B Y B D_0 \end{aligned}$$

De la fonction de coût de la CSC (équation 4.13, p. 177), nous déduisons le coût moyen de la CSC :

$$\frac{\delta z F(\mu f_t, EF_t)}{\delta \mu f_t, EF_t} = \frac{1}{2} k_1 \mu f_t \quad (4.61)$$

Nous considérons que pour un coût moyen de 130 \$/tCO<sub>2</sub> la part des émissions capturées ( $\mu f_t$ ) est de 90%. Le paramètre  $k_1$  se déduit donc de la relation (4.61).

Il en est de même pour la BCSC. De sa fonction de coût (équation 4.15, p. 178), nous déduisons le coût moyen suivant

$$\frac{\delta z B(\mu b_t, EB_t)}{\delta \mu b_t, EB_t} = \frac{1}{2} k_2 \mu b_t \quad (4.62)$$

Nous considérons que pour un coût moyen de 180 \$/tCO<sub>2</sub> la part des émissions capturées ( $\mu b_t$ ) est de 90%. Le paramètre  $k_2$  se déduit alors de la relation (4.62)

La relation d'équilibre stationnaire du stock de carbone atmosphérique (équation 4.60, p. 194) permet de déterminer le taux d'absorption naturel ( $\zeta$ ) :

$$\zeta = ((1 - \mu f)EF + \bar{E} - \mu b EB)/X$$

### Calibrage de la sphère économique

A partir des demandes de facteur optimales de chaque agent ainsi que des fonctions de production nous pouvons calculer les variables endogènes et les paramètres pour l'année de référence.

Nous rappelons que la relation d'équilibre stationnaire du capital est (équation 4.59, p. 194)

$$K = I/\delta$$

$\delta$  étant exogène et  $I$  connu, cette relation permet de calculer la demande de capital.

A partir des conditions du premier ordre tirées du programme de maximisation du producteur d'énergie finale  $j = F$  (CPO 4.34, p. 186), le niveau de salaire ( $w_0$ ), le taux d'intérêt ( $r_0$ ) et le prix de l'énergie ( $PE_0$ ) peuvent être déterminés, ainsi :

$$\begin{aligned} w_0 &= \theta Y C_0 / L D_0 \\ r_0 &= (\gamma Y C_0 / K D_0) - \delta \\ P E_0 &= (1 - \gamma - \theta) Y C_0 / Y E D_0 \end{aligned}$$

L'équilibre sur le marché du travail est défini tel que  $L D_0 = L_0$ .

L'offre de travail initiale correspond à la taille de la population à l'année de base.

Le paramètre d'échelle  $A_4$  se déduit de la fonction de production de bien final (équation 4.4, p. 172) soit

$$A_4 = Y C_0 / K D_0^\gamma L D_0^\theta Y E D_0^{1-\gamma-\theta}$$

Pour déterminer le prix de la biomasse à l'année de base, la relation de la frontière des prix utilisée est :

$$\begin{aligned} P E_0 Y E O_0 &= P F_0^{ttc} Y F D_0 + P B_0 Y B D_0 & (4.63) \\ \text{avec } P F_0^{ttc} &= (1 + \tau^F) P F_0 - s^{csc} \mu f_0 \varepsilon^F + \tau^c (1 - \mu f_0) \varepsilon^F + \frac{1}{2} k_1 \mu f_0^2 \varepsilon^F \end{aligned}$$

L'équilibre sur le marché de l'énergie secondaire permet de calculer  $YEO_0$  tel que  $YEO_0 = YED_0$ , soit :

$$PB_0 = \left( \frac{PE_0 YEO_0 - PF_0^{ttc} YFD_0}{YBD_0} \right) + s^B + s^{bcsc} \mu b_0 \varepsilon^B - \frac{1}{2} k_2 \mu b_0^2 \varepsilon^B$$

Pour simplifier l'écriture dans cette partie nous notons :

$$PB_0^{ttc} = PB_0 - s^B - s^{bcsc} \mu b_0 \varepsilon^B + \frac{1}{2} k_2 \mu b_0^2 \varepsilon^B$$

En faisant le rapport des deux équations du premier ordre des conditions (CPO 4.30, p. 184) nous obtenons le coefficient de répartition  $a$  :

$$a = ((YBD_0/YFD_0)^{1/\sigma} (PB_0^{ttc}/PF_0^{ttc}) + 1)^{-1}$$

Le paramètre d'échelle  $A_3$  se déduit de la fonction de production d'énergie secondaire (équation 4.3, p. 4.3) :

$$A_3 = YEO_0 / (a YFD_0^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a) YBD_0^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)}$$

Connaissant la demande de terre qui doit être égale à l'offre de terre exogène dans le modèle ( $TD_0 = TO_0$ ), nous pouvons calculer son prix et la part de l'output consacrée au secteur de la biomasse grâce aux conditions du premier ordre (CPO 4.18, p. 179) :

$$\begin{aligned} IB_0 &= \alpha YBO_0 PB_0 \\ PT_0 &= ((1-\alpha) YBO_0 PB_0) / TD_0 \end{aligned}$$

Le paramètre d'échelle  $A_1$  se déduit de la fonction de production de la biomasse (équation 4.1, p. 4.1) :

$$A_1 = YBO_0 / IB_0^\alpha TD_0^{1-\alpha}$$

La demande de ressource fossile est égale à l'offre exogène de ressource fossile ( $TD_0 = TO_0$ ). La part de l'output consacrée au secteur de l'énergie fossile ( $IF_0$ ) et le prix de la ressource ( $PR_0$ ) se déduisent des conditions du premier ordre du programme de maximisation

du producteur d'énergie fossile  $j = F$  (programme 4.20, p. 179) :

$$\begin{aligned} IF_0 &= \beta YFO_0 PF_0 \\ PR_0 &= ((1 - \beta)YFO_0 PF_0) / RD_0 \end{aligned}$$

Le paramètre d'échelle  $A_2$  se déduit de la fonction de production de l'énergie fossile (équation 4.2, p. 4.2) :

$$A_2 = YFO_0 / IF_0^\beta RD_0^{1-\beta}$$

### Bouclage macroéconomique

Comme nous l'avons vu, l'épargne est égale à l'investissement brut en capital :

$$S_t = I_t \quad (4.64)$$

Le niveau de consommation initial est déduit de la relation d'équilibre sur le marché des biens et services (équation 4.4, p. 172).

Connaissant  $r$ , la relation d'équilibre stationnaire de la consommation (équation 4.58, p. 193) permet de calibrer le taux de préférence pour le présent ( $\rho$ ), tel que :

$$1 + \rho = 1 + r$$

Enfin, le budget de l'Etat est équilibré à chaque période. La variable des transferts ( $tr$ ) peut être une subvention forfaitaire ou une taxe forfaitaire au ménage. L'équilibre détermine le niveau de dépenses publiques ( $G_t$ ) à l'année de référence. Il s'écrit :

$$\begin{aligned} G_0 &= \tau^c(1 - \mu f_0)EF_0 + \tau^F PF_0 YFD_0 - s^{bcsc} \mu b_0 EB_0 \\ &\quad - s^{csc} \mu f_0 EF_0 - s^B YBD_0 - tr_0 + \left(\frac{1}{2} k_2 \mu b_0^2 EB_0\right) + \left(\frac{1}{2} k_1 \mu f_0^2 EF_0\right) \end{aligned} \quad (4.65)$$

Le tableau 4.10 retranscrit les valeurs des paramètres calibrés.

TAB. 4.10 – Paramètres calibrés

Paramètres	Monde	France
Paramètre de la fonction de coût CSC ( $k_1$ )	288	275
Paramètre de la fonction de coût BCSC ( $k_2$ )	400	350
Coefficient d'absorption naturel ( $\zeta$ )	1% par an	/
Taux de préférence pour le présent ( $\rho$ )	2%	3,4%
Coefficient de répartition ( $a$ )	0,068	0,009
Paramètre d'échelle ( $A_1$ )	0,069	0,014
Paramètre d'échelle ( $A_2$ )	0,361	0,204
Paramètre d'échelle ( $A_3$ )	8,229	57,705
Paramètre d'échelle ( $A_4$ )	272,701	687,348

## 4.5 Conclusion

Ce chapitre décrit le modèle théorique et détaille la base de données utilisée ainsi que la procédure de calibrage.

Afin de mieux comprendre les motivations du choix de l'approche par les MEGC, nous avons tout d'abord décrit les fondements théoriques et les intérêts de ce type de modélisation. La principale justification des MEGC repose sur leurs capacités à fournir une évaluation quantitative des effets des politiques économiques. Ils constituent un outil précieux d'analyse et d'aide à la décision publique.

L'objectif de l'étude étant de simuler les impacts de différents instruments de politique environnementale sur l'économie, nous avons par la suite construit un modèle théorique adapté à notre problématique.

L'intégration des technologies de CSC et de BCSC modifie la dynamique d'évolution du stock de carbone atmosphérique. Ce stock s'accroît avec les émissions d'origine fossile, les émissions d'origine biomasse, quant à elles, sont supposées neutres et n'ont aucun impact sur le stock. Cependant quand les émissions d'origine biomasse sont capturées et stockées elles sont retranchées du stock de telle sorte que cette technologie engendre une épuration de l'atmosphère.

Les comportements des agents économiques sont ensuite explicités et les instruments de politique économique développés. La CSC et la BCSC sont utilisées uniquement lorsque les instruments spécifiques, étudiés dans le chapitre 3, sont disponibles.

Enfin, la résolution numérique du modèle nécessite de collecter les données statistiques nécessaires à l'étude. Les données macroéconomiques et environnementales mondiales et françaises sont ainsi recueillies. Pour s'affranchir de la difficulté liée au manque de données, une procédure de calibrage est mise en œuvre.

Ce modèle est utilisé dans le chapitre 5 pour évaluer l'efficacité des politiques environnementales mises en place au niveau international et au niveau français.

## Bibliographie

Arrow, K. J., & Debreu G. (1954). Existence of an equilibrium for a competitive economy, *Econometrica*, vol. 22, n°3, pp. 265-290.

Arrow, K., Cline, W., & Maler, K. (1995). *Intertemporal Equity, Discounting and Economic Efficiency*, dans IPCC Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 125-144.

Audus, H., & Freund, P. (2004). Climate change mitigation by biomass gasification combined with CO<sub>2</sub> capture and storage, Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Peer-reviewed papers and Plenary presentations, IEA, Cheltenham, UK.

Azar, C., Lindgren, K., Obersteiner, M., Riahi, K., van Vuuren, D., Michel, K., *et al.* (2010). The feasibility of low CO<sub>2</sub> concentration targets and the role of bio-energy with carbon capture and storage (BECCS), *Climatic Change*, vol. 100, n°1, pp. 195-202.

Beaumais, O., & Schubert, K. (1999, Mai-Juin). La modélisation en équilibre général calculable : un regard sur les interactions économie environnement, *Économie rurale*, vol. 251, pp. 25-32.

Beaumais, O., & Schubert, K. (1996, Mai-Juin). Les modèles d'équilibre général appliqués à l'environnement : développements récents, *Revue d'économie politique*, vol. 106 n°3, pp. 355-380.

Beaumais, O., & Schubert, K. (1994, Mai). Equilibre général appliqué et environnement : de nouveaux comportements pour le consommateur et le producteur, *Revue économique*, vol. 45, n°3, pp. 905-916.

Berndes, G., Hoogwijk, M., & van den Broek, R. (2003). The contribution of biomass in the future global energy supply : a review of 17 studies, *Biomass and Bioenergy*, vol. 25, pp. 1-28.

Broome, J. (1992). *Counting the Cost of Global Warming*, White Horse Press, Cambridge.

Buonanno, P., Carraro, C., & Galeotti, M. (2003). Endogenous induced technical change and the costs of Kyoto, *Resource and Energy Economics*, vol. 25, pp. 1-34.

Charpin F. (1989). Les contraintes de liquidité dans la théorie du cycle de vie, *Annales d'Economie et de Statistique*, n°14, pp. 65-102.

Cockburn, J., Decaluwé, B., & Dostie B. (1998). Les leçons du mariage entre les modèles d'équilibre général calculable et la nouvelle théorie du commerce international : Application à la Tunisie, *L'Actualité économique revue d'analyse économique*, vol. 74, n°3, pp. 381-413.

Commissariat général du développement durable, (2010). CO<sub>2</sub> et activités économiques de la France : tendances 1990-2007 et facteurs d'évolution, *Etudes et Documents* n°27.

Cox, D., & Harris, R. (1985) Trade liberalization and industrial organization : some estimates for Canada, *Journal of Political Economy*, vol. 93, pp.115-145.

Cline, W. (1992). *The Economics of Global Warming*, Institute for International Economics, Washington.

Decaluwé, B., Martens, A., & Savard, L. (2001). *La politique économique du développement et les modèles d'équilibre général calculable*, Les presses de l'Université de Montréal, Canada.

Devarajan, S., & Go, D.S. (1998). The simplest dynamic general equilibrium model of an open economy, *Journal of Policy Modeling*, vol. 20, n°6, pp. 677-714.

Dixit, A., & Stiglitz, J. (1977). Monopolistic Competition and Optimum Product Diversity, *The American Economic Review*, vol. 67, n°3, pp. 297-308.

Edenhofer, O., Bauer, N., & Kriegler, E. (2005). The impact of technological change on climate protection and welfare : insight from the model MIND, *Ecological Economics*, vol. 54, pp. 277-292.

Edmonds, J.A., Pitcher, H.M., Barns, D., Baron, R., & Wise, M.A. (1992). Modeling Future Greenhouse Gas Emissions : The Second Generation Model Description, dans *Modeling Global Change*, Lawrence R. Klein and Fu-chen Lo, eds. United Nations University Press, New York.

Fodha, M., & Lemiale, L. (2002). Les interdépendances entre les sphères réelles et la sphère environnementale. Une analyse à l'aide d'un modèle d'équilibre général calculable, *Revue Economique*, vol. 53, n°5, pp. 965-982.

Fougeyrollas, A., Le Mouél, P., & Zagamé, P. (2005). "Les nouvelles théories de la croissance en application" l'évaluation des politiques structurelles, le cas du protocole de Kyoto, *Revue économique*, vol. 56, pp. 1089-1105.

Gerlagh, R. (2006). ITC in a global growth-climate model with CCS : The value of induced technical change for climate stabilisation, *The Energy Journal*, Special issues, pp. 223-240.

Gerlagh, R. (2007). Measuring the value of induced technological change, *Energy policy*, vol. 35, n°11, pp. 5287-5297.

Gerlagh, R., & van der Zwaan, B. (2003). A sensitivity analysis of timing and costs of greenhouse gas emission reductions, *Climatic Change*, vol. 65, pp. 1-33.

Gerlagh, R., & van der Zwaan, B. (2006). Options and instruments for a deep cut in

CO<sub>2</sub> emissions : Carbon capture or renewables, taxes or subsidies? *The Energy Journal*, vol. 27, pp. 25-48.

GIEC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, Prepared by Working Group III of the IPCC, Cambridge, UK : Cambridge University Press.

Goodin, R. (1982). Discounting, discounting, *Journal of Public Policy*, vol. 2, pp.53-72.

Goulder, L., & Schneider, S. (1999). Induced technological change and the attractiveness of CO abatement policies, *Resource and Energy Economics*, vol. 21, pp. 211-253.

Grimaud, A., Lafforgue, J., & Magné, B. (2009). Climate change mitigation options and directed technical change : A decentralized equilibrium analysis, *Working paper*, disponible à : [http://idei.fr/doc/wp/2009/sequestration\\_1109.pdf](http://idei.fr/doc/wp/2009/sequestration_1109.pdf) .

Harris, R. (1984) Applied general equilibrium analysis of small open economies with scale economies and imperfect competition, *American Economic Review*, vol. 74, n°5, pp. 1016-1032.

Harberger, A. (1962) The incidence of the corporate income tax, *Journal of Political Economy*, vol. 70, pp. 215-240.

Hazilla M., & Kopp R.J. (1990). Social Cost of Environmental Quality Regulations : a General Equilibrium Analysis, *Journal of Political Economy*, vol. 98, n°4, pp. 853-873.

IEA. (2008). *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2008b). *CO<sub>2</sub> capture and storage : A Key Abatement Option*, IEA/OECD, Paris.

IEA. (2008c). *International energy annual 2006 report released*, IEA/OECD, Paris.

Inada, K. (1963). On a Two-Sector Model of Economic Growth : Comments and a Generalization, *Review of Economic Studies*, vol. 30, n°2, pp. 119-127.

Jorgenson D.W., & Wilcoxon P.J. (1990). Environmental Regulation and US Economic Growth, *The RAND Journal of Economics*, vol. 21, n°2, pp. 314-340.

Jorgenson D.W., & Wilcoxon P.J. (1993). Reducing US Carbon Emissions : An Econometric General Equilibrium Assessment, *Resource and Energy Economics*, vol. 15, pp. 7-25.

Kolstad, C., & Krautkraemer, J. (1993). Natural Resource Use and the Environment Chap 26, dans A. Kneese, & J. Sweeney, *Handbook of Natural Resources and Energy Economics*, vol. 3, pp. 1219-1265.

Koopmans, T. (1965). On the Concept of Optimal Economic Growth, dans *The Econometric Approach to Development Planning*, Amsterdam : North Holland.

Letournel, P., Schubert, K., & Trainar, P. (1992, juillet). L'utilisation des modèles d'équilibre général calculables dans l'évaluation des politiques fiscales, *Revue économique*, vol. 4, pp. 709-724.

Mage-Bertomeu, S. (2006). Les modèles d'équilibre général appliqués à la politique commerciale : développements récents, *Revue d'économie politique*, vol. 116, n°3, pp. 367-381.

Manne A.S., Richels R.G. (1990). CO<sub>2</sub> Emission Limits : an Economic analysis for the USA, *The Energy Journal*, vol. 1, n°2, pp. 51-74.

Manne A.S., & Richels R.G. (1992). *Buying Greenhouse Insurance : the Economic Costs of CO<sub>2</sub> Emission Limits*, MIT Press, Cambridge.

McFarland, J., & Herzog, H. (2006). Incorporating carbon capture and storage technologies in integrated assesment models, *Energy Economics*, vol. 28 , pp. 632-652.

McKinsey&Company. (2008). *Carbon Capture & Storage : Assessing the Economics*, Rapport de McKinsey&Company.

Mercenier, J., & Yeldan, E. (1997) On Turkey's trade policy : Is a customs union with Europe is enough? *European Economic Review*, vol. 41, pp.871-880.

Möllersten, K., Yan, J., & 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*, vol.25, n°3, pp. 273-285.

Nordhaus, W. (2008). *A question of balance : Weighing the options on global warming*, Yale University Press.

Nordhaus, W. (2007). A review of the Stern review on the economics of climate change, *Journal of Economic Literature*, vol XLV, pp. 686-702.

Nordhaus, W. (2002). Modeling induced innovation in climate change policy Ch 9 . Dans A. Grubler, N. Nakićenović, & W. Nordhaus, *Modeling induced innovation in climate change policy*, Resources for the Future Press.

Otto, V., & Reilly, J. (2008). Directed technical change and the adoption of CO<sub>2</sub> abatement technology : The case of CO<sub>2</sub> capture and storage, *Energy Economics*, vol. 30, pp. 2879-2898.

Popp, D. (2004). ENTICE : endogenous technological change in the DICE model of global warming, *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 48, pp. 742-768.

Ramsey, F. (1928). A Mathematical Theory of Saving, *Economic Journal*, vol. 38, pp. 543-559.

Romer, P. (1989). Capital Accumulation in the Theory of Long Run Growth, dans R. Barro (ed.) *Modern Business Cycle Theory*, Cambridge MA, Harvard University Press.

Rutheford, T.F., & Tarr, D. G. (1999). Blueprints, spillovers and the dynamic gains from trade liberalization in a small open economy, dans Baldwin, E.F. et Francois, J.F

(eds) *Dynamic issues in applied commercial policy analysis*. Cambridge University Press, Cambridge, pp. 269-309.

Scarf, H.E. (1967). The Approximation of Fixed Points of a Continuous Mapping, *SLAM Journal of Applied Mathematics*, vol. 15, pp. 1328-1343.

Shoven, J.B., & Whalley, J. (1984) Applied general equilibrium models of taxation and international trade : Introduction and survey, *Journal of Economic Literature*, vol. 22, pp. 281-322.

Shoven, J.B., & Whalley, J. (1972) A General Equilibrium Calculation of the Effects of Differential Taxation of Income from Capital in the U.S., *Journal of Public Economics*, vo. 1, pp. 281-321.

Shoven, J.B., & Whalley, J. (1973) General Equilibrium with Taxes : A Computation Procedure and an Existence Proof, *Review of Economic Studies*, p. 475-490.

Schubert, K., & Letournel, P.Y. (1991). Un modèle d'équilibre général appliqué à l'étude de la fiscalité française, *Économie et prévision*, n°98, pp. 83-99.

Schubert, K. (1993). Les modèles d'équilibre général calculable : une revue de la littérature, *Revue d'économie politique*, vol. 103, n°6, pp. 775-825.

Schubert, K. (2000). *Macroéconomie Comportements et Croissance*, Paris : Vuibert.

Schubert, K. (2009). *Pour la taxe carbone, la politique économique face à la menace climatique*, Paris : Rue d'Ulm/Presses de l'École normale supérieure.

Stern, N. (2006). *The Economics of Climate Change*. Cambridge University Press, Londres.

Wing, I. S. (2004). Computable General Equilibrium Models and Their Use in Economy-Wide Policy Analysis : Everything You Ever Wanted to Know (But Were Afraid to Ask). *Technical note MIT press*.

*Base de données accessibles en ligne :*

Citepa (2010)

<http://www.citepa.org/publications/Inventaires.htm>

Enerdata

<http://www.enerdata.fr/enerdatafr>

IREP (2011)

<http://www.irep.ecologie.gouv.fr/IREP/index.php>

Pégase (2011)

<http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-ligne/telechargement/pegase.html>

## Chapitre 5

# L'évaluation des politiques environnementales

Le modèle d'équilibre général, développé dans le chapitre précédent, est à présent appliqué à l'analyse quantitative des effets de la mise en œuvre d'une politique environnementale. Deux niveaux géographiques de gouvernance environnementale sont successivement pris en compte : le niveau mondial et le niveau national.

Dans une première section, l'existence d'une Autorité Environnementale Internationale, responsable de la gestion multilatérale des problèmes environnementaux, est supposée. Cette dernière peut mettre en œuvre des instruments économiques universels dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). L'objectif de l'étude est d'évaluer l'impact de la mise en place de ces instruments sur le bien-être économique et environnemental des ménages. Cette section se divise en deux sous-sections dont nous détaillons la démarche.

Dans un premier temps, les effets environnementaux et macroéconomiques de l'instauration d'une taxe carbone mondiale fondée sur un prix unique sont étudiés. Pour cela, deux scénarios d'évolution de la valeur tutélaire du carbone, issus de la littérature, sont pris en compte. Le choix des scénarios provient du rapport du Centre d'Analyse Straté-

gique (CAS, 2009) sur "la valeur tutélaire du carbone". Il recommande, afin de respecter les recommandations climatiques du GIEC, un prix croissant de la tonne de CO<sub>2</sub> de 2020 à 2050.

Dans un second temps, l'objectif de réduction des émissions est fixé par l'Autorité Environnementale. L'étude consiste alors à analyser l'efficacité d'une panoplie d'instruments économiques pour atteindre cet objectif. Deux critères d'efficacité sont retenus. D'une part, leur capacité à développer les technologies de capture et de stockage du carbone d'origine fossile (CSC) et biomasse (BCSC) (*efficacité technologique*). D'autre part, leur efficacité en termes de coût (*efficacité économique*).

Dans une seconde section, le développement de la CSC et de la BCSC en France est analysé. En 2003, la France a annoncé son ambition de diviser par quatre ses émissions de GES d'ici 2050 (Facteur 4). Le Grenelle de l'environnement propose, dès 2007, de nombreuses pistes pour réduire le contenu en carbone de l'offre énergétique française. Pour atteindre cet objectif l'augmentation de la part des énergies renouvelables et l'expérimentation des technologies de CSC sont envisagées. Le rôle important jouée par la CSC dans le secteur de l'électricité a été démontré au chapitre 2. En France, plus de 75% de l'électricité est d'origine nucléaire. Les émissions de GES sont ainsi faibles dans ce secteur. La faiblesse de ces émissions laisserait penser au peu d'intérêt du recours à la CSC dans ce pays.

Toutefois, l'ensemble des émissions françaises de CO<sub>2</sub> s'élève à 420 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2005 dont 10% provenant de sources fixes importantes dans le secteur énergétique (Citepa, 2010 ; IREP, 2011). De plus, la filière biomasse est dynamisée par le développement des biocarburants et l'utilisation accrue du bois dans la production de chaleur.

Afin d'atteindre ces objectifs ambitieux de réduction des GES, des mécanismes incitatifs sont indispensables pour réorganiser la production d'énergie. Les instruments étudiés au niveau international sont repris au niveau français. La démarche méthodologique est identique. La mise en œuvre de la taxe carbone (contribution climat-énergie basée sur les scénarios du CAS) est analysée et les combinaisons d'instruments les plus efficaces, pour

atteindre l'objectif du Facteur 4, sont présentées.

## 5.1 L'évaluation des politiques environnementales au niveau mondial

### 5.1.1 Evaluation d'une taxe carbone mondiale

La politique environnementale est supposée commune et fondée sur un prix unique du carbone mondial. Les pays s'engagent à poursuivre un même objectif environnemental. Il s'agit d'une situation idéale où l'Autorité Environnementale mettrait en place une taxe unique et universelle (Schubert, 2009). Ce prix du carbone s'appliquerait à tous les pollueurs sans exemption.

#### Prix du carbone et scénarios

Deux scénarios d'évolution du prix du carbone permettant d'atteindre deux objectifs de stabilisation des émissions, coordonnés au niveau mondial, sont envisagés. Le premier objectif climatique consiste à limiter l'augmentation des températures à  $2^{\circ}C$  (stabilisation de la concentration atmosphérique à 450 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>). Le deuxième objectif permet de stabiliser la concentration atmosphérique à 550 ppm<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>. Les valeurs du carbone correspondantes sont issues du rapport du CAS (2009)<sup>1</sup> (tableau 5.1).

TAB. 5.1 – Profil de la valeur tutélaire du carbone (dollars)

	2020	2030	2050
Objectif 450 ppm	69	130	260
Objéctif 550 ppm	18	37	89

<sup>1</sup>Le scénario 450 ppm correspond au scénario *Quinet de base* utilisé dans le chapitre 1 pour l'évaluation de projet. Contrairement à l'analyse du chapitre 1, nous avons choisi dans les recommandations du CAS un scénario 550 ppm pour la version monde. Cela nous semble plus proche des débats actuels sur les contraintes globales. En revanche, pour la version française du modèle nous reprenons les trois scénarios du chapitre 1.

Le chapitre 3 a montré qu'une taxe carbone seule ne permettait pas de développer la CSC à partir de biomasse. Ainsi, un instrument hybride est envisagé.

L'instrument hybride est une combinaison d'une taxe carbone et d'une subvention à la capture des émissions issues de la biomasse. Le taux de la taxe est égal au taux de la subvention. Dans ces simulations la pression fiscale est supposée inchangée. Dans la situation initiale (situation de référence), il n'y a pas d'instruments environnementaux. L'objectif de l'étude est d'analyser les effets de leur mise en œuvre. Les taux de la taxe carbone et de la subvention sont donc nuls. Pour maintenir la pression fiscale inchangée ( $G=0$ )<sup>2</sup>, les revenus de la taxe sont reversés sous forme de transferts forfaitaires aux ménages.

Les scénarios étudiés sont les suivants :

- S1 : Une taxe carbone seule est mise en place pour atteindre l'objectif de 450 ppm.
- S2 : Un instrument hybride est mis en place pour atteindre l'objectif de 450 ppm.
- S3 : Une taxe carbone seule est mise en place pour atteindre l'objectif de 550 ppm.
- S4 : Un instrument hybride est mis en place pour atteindre l'objectif de 550 ppm.

Les scénarios construits supposent le développement de la technologie de CSC à partir de 2020.

Dans les scénarios S1 et S3 seule la CSC sur l'énergie fossile est développée. La BCSC est développée dans les scénarios S2 et S4 grâce à la subvention spécifique.

## Résultats

Le tableau suivant (5.2) fournit la part des émissions capturées pour chaque scénario en 2020, 2030 et 2050.

Quand la politique environnementale est contraignante (450 ppm) la CSC sur l'énergie fossile est largement développée en 2050 (90%). En revanche, lorsque l'objectif environnemental est de 550 ppm la part des émissions fossiles capturées est seulement de 31%.

---

<sup>2</sup>Dans la situation de référence aucun instrument n'est mis en place, le montant des dépenses publiques est donc nul.

Lorsque la subvention à la BCSC est mise en place, la part des émissions capturées en 2050 atteint 22% dans le scénario 550 ppm (S4) et 65% dans le scénario 450 ppm (S2).

TAB. 5.2 – Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage)

			2020	2030	2050
450 ppm	S1	CSC	24%	45%	90%
		BCSC	0%	0%	0%
	S2	CSC	24%	45%	90%
		BCSC	17%	33%	65%
550 ppm	S3	CSC	6%	13%	31%
		BCSC	0%	0%	0%
	S4	CSC	6%	13%	31%
		BCSC	5%	9%	22%

Afin de pouvoir quantifier l'impact des scénarios de politique environnementale la situation de l'économie de long terme (après le choc de politique environnementale) est comparée à la situation initiale. Le tableau 5.3 présente la variation en pourcentage de chaque variable par rapport à l'état initial.

#### *Impact environnemental*

Les bénéfices environnementaux sont plus importants quand la politique environnementale est astreignante. Le stock de carbone dans l'atmosphère diminue de 16% dans le scénario S3 et de 26% dans le scénario S1. Le développement de la BCSC permet d'accroître cette réduction (S2 et S4). La variation du stock passe de -26% dans S1 à -28,6% dans le scénario S2 et de -16,1% dans S3 à -16,9% dans le scénario S4.

Les émissions totales  $E_{tot}$  sont les émissions nettes (après la capture) du secteur de l'énergie secondaire. Nous supposons que les émissions négatives capturées sur la biomasse ( $\mu b_t E B_t$ ) sont déduites des émissions totales, soit :

$$E_{tot} = (1 - \mu f_t) E F_t - \mu b_t E B_t, \text{ avec } E F_t = \varepsilon^F Y F D_t \text{ et } E B_t = \varepsilon^B Y B D_t$$

TAB. 5.3 – Résultats section 5.1.1

Variation en pourcentage par rapport à la situation de référence				
Variables	S1	S2	S3	S4
<b>Environnement</b>				
Stock de carbone (X)	-26,263	-28,667	-16,144	-16,927
Domage (DS)	-45,628	-49,116	-29,681	-30,989
Emissions fossile (EF)	-75,748	-76,231	-45,044	-45,113
Emissions biomasse (EB)	7,185	9,397	3,707	3,974
Emissions totales (Etot)	-97,642	-106,894	-62,027	-65,069
<b>Firmes</b>				
Demande de biomasse (YBD)	7,185	9,397	3,707	3,974
Demande de fossile (YFD)	-75,748	-76,231	-45,044	-45,113
Demande d'énergie secondaire (YED)	-20,121	-18,890	-11,118	-10,960
Demande de bien final (YC)	-2,231	-2,080	-1,177	-1,159
Consommation intermédiaire fossile (QF)	-97,103	-97,246	-77,610	-77,681
Consommation intermédiaire biomasse (QB)	18,943	25,173	9,528	10,233
Investissement (I)	-2,231	-2,080	-1,177	-1,159
Demande de capital (KD)	-2,231	-2,080	-1,177	-1,159
<b>Consommateur</b>				
Epargne (S)	-2,231	-2,080	-1,177	-1,159
Consommation finale (C)	-1,786	-1,798	-0,645	-0,645
<b>Prix</b>				
Prix biomasse (PBTTTC)	10,970	9,266	5,612	5,416
Prix fossile (PFTTC)	82,109	81,754	30,511	30,434
Prix énergie secondaire (PE)	22,397	20,725	11,185	11,007
Prix terre (PT)	18,943	25,173	9,528	10,233
Salaire (w)	-2,231	-2,080	-1,177	-1,159
Taux d'intérêt (r)	ns*	ns	ns	ns
Prix ressource carbone (PR)	-97,103	-97,246	-77,610	-77,681
<b>Bien-être</b>				
Bien-être global (Bè**)	1,110	1,212	0,722	0,758
Bien-être économique (U(C)**)	-0,382	-0,389	-0,105	-0,105

\*Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire.

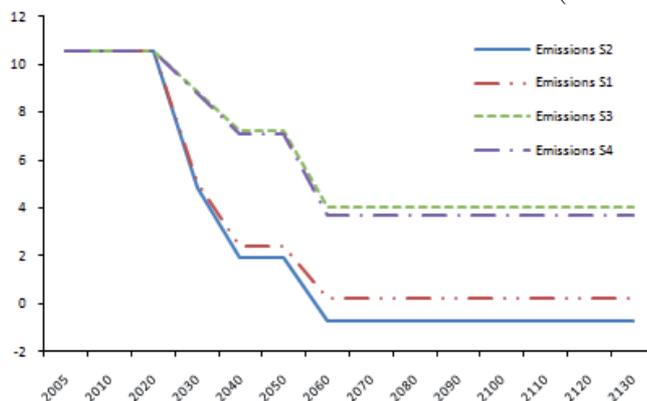
\*\*Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée. Le bien-être global est la somme actualisée de (U(C)-D(S)).

Quand l'objectif est de 450 ppm, le développement de la BCSC dans le scénario S2 permet de créer un puits de carbone. En effet, les émissions totales deviennent négatives, elles diminuent de 106,8% par rapport à la situation d'origine. Lorsque la BCSC n'est pas développée, les émissions totales diminuent de 97,6%.

Lorsque le scénario est moins contraignant (550 ppm), à l'évidence les émissions diminuent moins fortement. Dans les scénarios S3 et S4, elles baissent respectivement de 62% et 65%.

Le graphique 5.1 présente la transition de la variable des émissions totales ( $Etot$ ) entre la situation initiale et la situation après le choc de politique environnementale. Le nouvel état stationnaire est atteint en 2070.

FIG. 5.1 – Evolution des émissions totales (GtCO<sub>2</sub>)



Les émissions diminuent par palier suite à l'augmentation du prix du carbone.<sup>3</sup> Dans les scénarios S1 et S2, les émissions chutent très fortement entre 2020 et 2040 (-80%). Dans ces scénarios, le signal prix est élevé en 2020 (69 \$) puis il double rapidement pour atteindre 130 \$ en 2030. Cela permet donc un développement important de la CSC dès 2020. Dans S2, 24% des émissions d'origine fossile et 17% des émissions d'origine biomasse sont capturées à partir de 2020. Puis, 45% et 33% à partir de 2030 pour enfin atteindre 90% et 65% en 2050. En revanche, dans les scénarios S3 et S4 le signal prix est trop faible en début de

<sup>3</sup>Les valeurs tutélaires du carbone sont introduites par pallier et non de façon progressive.

période pour induire un développement suffisant de la CSC et de la BCSC. Dans S4 les technologies de CSC et de BCSC dont le coût marginal est assez faible sont développées en premier. Seules 6% des émissions d'origine fossile et 5% des émissions d'origine biomasse sont capturées à partir de 2020. Puis, 13% et 9% à partir de 2030. Finalement, dès 2050, le prix de 89 \$/tCO<sub>2</sub> engendre un développement de 31% de la CSC et de 22% de la BCSC.

#### *Impact macroéconomique*

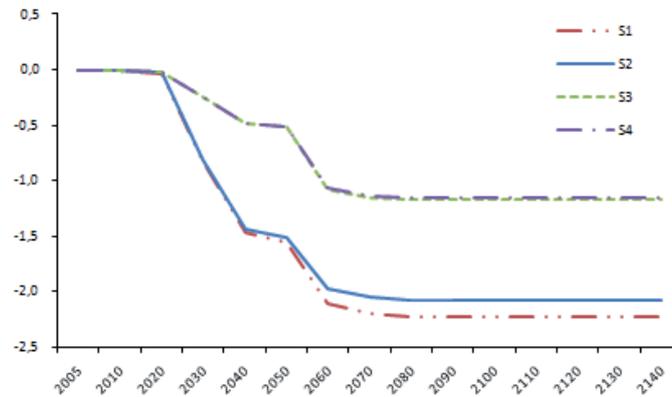
Plus la politique environnementale est sévère, plus les bénéfices environnementaux sont importants et les coûts macroéconomiques élevés.

Dans le scénario S1, en réponse à la taxe, le prix de l'énergie fossile augmente de 82%. Il en résulte une baisse significative de sa demande (-75%). Le producteur substitue de la biomasse à l'énergie fossile. La demande de cette dernière augmente de 7%. L'offre d'énergie secondaire est réduite de 20%.

Lorsque le décideur public décide de mettre également en place une subvention à la BCSC (S2), le producteur d'énergie secondaire est incité à utiliser de la BCSC, d'une part, et à accroître son utilisation de la biomasse, d'autre part. La consommation de biomasse augmente de 9% dans ce scénario. Il en résulte une baisse de l'offre d'énergie secondaire moins importante que dans le scénario S1.

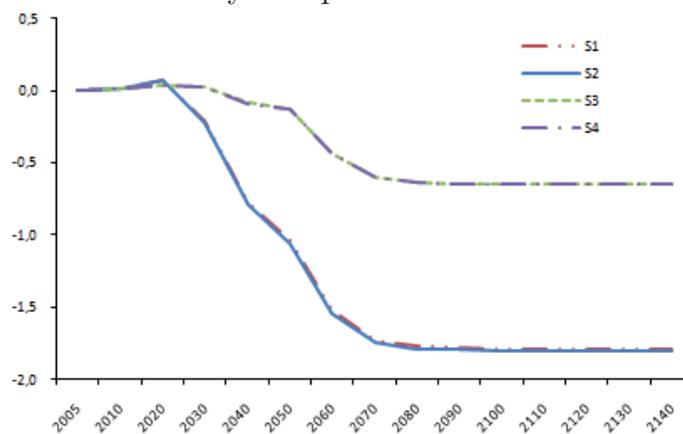
La taxe carbone a un impact négatif sur l'output. Celui-ci diminue de 2,2% dans le scénario S1 et de 1,1% dans le scénario S3. L'introduction d'une subvention à la BCSC permet de limiter cette baisse grâce à une augmentation de la demande de biomasse. Cela induit un accroissement de l'investissement dans la biomasse (QB) qui est une composante de l'output dans notre modèle (Cf. équation 4.5, p. 172). La figure 5.2 présente la transition dynamique de l'output. Ce dernier diminue dès que la politique environnementale est mise en place à partir de 2020. Le nouvel état stationnaire est atteint en 2080.

FIG. 5.2 – Dynamique de l'output



La taxe engendre une diminution de la consommation des ménages qui s'intensifie avec la sévérité de la politique environnementale. La consommation baisse de 1,78% dans S1, de 1,79% dans S2 et de 0,64% dans S3 et S4. Le graphique 5.3 montre la dynamique de la consommation qui atteint un nouvel état stationnaire à partir de 2080.

FIG. 5.3 – Dynamique de la consommation



L'impact de la politique 550 ppm sur la consommation des ménages est identique que la taxe sur la CSC soit développée seule ou combinée à la subvention à la BCSC (Tableau 5.3). En revanche, dans le cadre de la politique 450 ppm, la consommation est plus touchée dans le scénario S2 que dans le scénario S1. Pour autant, nous avons mentionné plus haut

que la subvention à la BCSC permettait de limiter l'effet dépressif de la taxe sur l'économie. Ce résultat s'explique par le reversement forfaitaire aux ménages. En effet, ce dernier vient accroître le revenu des ménages ; il est beaucoup plus important dans le scénario S1 que dans le scénario S2. Dans ce dernier, une part importante du revenu de la taxe est utilisée pour subventionner la BCSC. En revanche, dans les scénarios S3 et S4, le montant du transfert est à peu près équivalent car le taux de la subvention à la BCSC est faible.

Supposons, à présent, que le régulateur décide de ne pas reverser aux ménages les revenus de la taxe mais de les affecter aux dépenses publiques (dépenses en bien final). Les nouvelles variations de consommation et d'utilité inter-temporelle (S1',S2',S3',S4') sont présentées dans le tableau 5.4 :

TAB. 5.4 – Variation de la consommation et de l'utilité inter-temporelle en pourcentage par rapport à la situation de référence

	S1	S2	S3	S4	S1'	S2'	S3'	S4'
C	-1,786	-1,798	-0,645	-0,645	-2,898	-2,504	-1,974	-1,929
U(C)	-0,382	-0,389	-0,105	-0,105	-0,783	-0,722	-0,452	-0,444

Quand les revenus de la taxe sont affectés aux dépenses publiques, la consommation baisse plus largement et l'utilité inter-temporelle est de cette façon plus affectée. Cependant, cette baisse est moins importante quand la subvention à la BCSC est combinée à la taxe carbone (S2' et S4').

Le niveau de bien-être est plus élevé quand la subvention à la BCSC est mise en place avec la taxe, et ce, quel que soit le mode de recyclage du revenu de la taxe. Le déploiement de la BCSC permet d'accroître de manière significative le bénéfice environnemental.

Lorsque les revenus de la taxe sont affectés aux dépenses publiques, le gain en bien-être est significativement moindre que dans le cas du reversement forfaitaire. En effet, le mode de recyclage de la taxe n'a quasiment pas d'influence sur la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (impact sur le dommage ligne 1 tableau 5.5). En revanche, le coût en termes d'utilité

est deux fois plus élevé dans le cas des dépenses publiques. Le tableau suivant résume les variations de bien-être pour l'ensemble des scénarios.

TAB. 5.5 – Variation de bien-être en pourcentage par rapport à la situation de référence

	S1	S2	S3	S4	S1'	S2'	S3'	S4'
DS	-45,628	-49,116	-29,681	-30,989	-45,627	-49,114	-29,680	-30,987
U(C)	-0,382	-0,389	-0,105	-0,105	-0,783	-0,722	-0,452	-0,444
Bê	1,110	1,212	0,722	0,758	0,652	0,849	0,325	0,371

Nous proposons, à présent, de comparer l'efficacité des instruments de politique environnementale développés dans le chapitre 4.

### 5.1.2 Comparaison de l'efficacité des instruments

L'objectif de cette section est de comparer l'efficacité de plusieurs instruments économiques pour atteindre un objectif de réduction d'émissions fixé par l'Autorité Environnementale. Deux critères d'efficacité sont retenus : l'efficacité technologique et l'efficacité économique.

- L'instrument est dit *technologiquement efficace* s'il permet d'inciter au développement de la CSC et de la BCSC. Ce critère a déjà fait l'objet d'une analyse qualitative dans le chapitre 3. Dans cette section, grâce aux simulations, nous étudions quantitativement les effets des instruments sur le développement de ces technologies.
- Il est dit *économiquement efficace* s'il permet d'atteindre l'objectif environnemental à moindre coût. L'objectif environnemental est considéré comme exogène. L'analyse consiste donc à évaluer le coût économique brut de l'instrument (exprimé en variation d'utilité inter-temporelle).

Selon Goulder *et al.* (1998), l'évaluation des coûts de la mise en place des instruments se fait de deux façons. En effet, ils distinguent les coûts directs des instruments, ce qu'ils appellent les "coûts primaires", des coûts additionnels. Les "coûts primaires" dépendent

de l'efficacité des instruments à utiliser les différents canaux de dépollution existants (substitution d'inputs, réduction de l'output, utilisation d'une technologie d'abattement). Les coûts additionnels sont liés à l'environnement préexistant auquel les taxes environnementales viennent s'ajouter (se référer au chapitre 3 sur l'efficacité coût au sens "strict" et l'efficacité coût au sens "large").

Dans cette étude, l'analyse porte sur l'efficacité technologique et économique des instruments lorsqu'il n'y a pas de taxe préexistante dans l'économie. Comme dans la section précédente, c'est *la mise en œuvre* des politiques environnementales qui est étudiée.

L'objectif de politique environnementale consiste à réduire les émissions totales de 20%. Pour atteindre cet objectif, le régulateur dispose de plusieurs instruments de politique environnementale afin d'inciter le producteur d'énergie secondaire à réduire ses émissions.

Dans un premier temps, l'étude compare l'efficacité de plusieurs instruments de marché (taxe fossile, taxe carbone, taxe flexible, et subvention à la capture des émissions) capables de modifier le comportement pollueur du producteur d'énergie secondaire.

Dans un second temps, l'étude s'intéresse spécifiquement à la mise en place des taxes environnementales (taxe fossile et taxe carbone) et à la question du recyclage des revenus générés par ces taxes.

### **Analyse de plusieurs instruments économiques**

Dans cette première étude, la pression fiscale est supposée varier. Les revenus des taxes viennent accroître les dépenses publiques (dépenses en bien final dans notre modèle) et les subventions jouent dans le sens contraire. Pour atteindre l'objectif environnemental de réduction des émissions de 20%, les scénarios suivants sont mis en place à partir de 2100 :

- S1 : Une taxe sur les émissions ( $\tau^c$ ).
- S2 : Une taxe sur la consommation d'énergie fossile ( $\tau^F$ ).

- S3 : Une subvention à la capture des émissions. Chaque unité de CO<sub>2</sub> capturée et stockée est subventionnée qu'elle soit d'origine fossile ou biomasse ( $s^{bcsc} = s^{csc}$ ).
- S4 : Un instrument hybride ( $\tau^c = s^{bcsc}$ ). Cet instrument est une combinaison de la taxe carbone et de la subvention aux émissions capturées issues de la biomasse. Le taux de la taxe est égal au taux de la subvention. Cet instrument génère des revenus qui sont affectés aux dépenses publiques.

Le tableau suivant 5.6 retranscrit la part des émissions capturées à la suite des scénarios 1 à 4.

TAB. 5.6 – Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage)

	S1	S2	S3	S4
CSC	8%	0%	22%	8%
BCSC	0%	0%	16%	6%

Seuls l'instrument hybride et la subvention aux émissions capturées permettent de développer la CSC et la BCSC (Cf. chapitre 3 et 4). Ces technologies sont plus amplement développées en présence de la subvention (S3) qu'en présence de l'instrument hybride (S4).

Le tableau suivant (5.7) présente les résultats des simulations. Les taux des taxes et des subventions sont calculés de façon endogène par le modèle afin de respecter la contrainte environnementale. La taxe carbone et la subvention à la BCSC sont exprimées en  $\$/tCO_2$  et la taxe fossile en pourcentage.

*Comparaison de taxe sur les émissions avec la taxe fossile (S1 et S2) :*

La taxe sur la consommation d'énergie fossile par le secteur de l'énergie secondaire n'instaure pas directement de prix sur la source de l'externalité de pollution qui sont, dans notre modèle, les émissions de CO<sub>2</sub>. Ainsi, elle n'incite pas le producteur  $j = E$  à recourir à la technologie de CSC pour réduire ses émissions. Il en résulte un coût en termes d'utilité

TAB. 5.7 – Résultats section 5.1.2

Variation en pourcentage par rapport à la situation de référence				
Variables	S1 $\tau^C = 22,951^*$	S2 $\tau^F = 0,556$	S3 $s^{CSC} = s^{BCSC}$ = 61,8	S4 $\tau^C = s^{BCSC}$ = 22,07
<b>Environnement</b>				
Stock de carbone (X)	-3,635	-3,635	-3,635	-3,635
Domage (DS)	-7,138	-7,138	-7,138	-7,138
Emissions totales (Etot)	-20,319	-20,319	-20,319	-20,319
Emissions fossile (EF)	-13,422	-20,319	3,994	-12,929
Emissions biomasse (EB)	1,000	1,538	0,000	0,976
<b>Firmes</b>				
Demande de biomasse (YBD)	1,000	1,538	0,000	0,976
Demande de fossile (YFD)	-13,422	-20,319	3,994	-12,929
Demande d'énergie secondaire (YED)	-3,161	-4,805	1,016	-3,031
Demande de bien final (YC)	-0,322	-0,493	0,102	-0,309
Consommation intermédiaire fossile (QF)	-30,255	-43,157	10,285	-29,261
Consommation intermédiaire biomasse (QB)	2,511	3,875	-0,381	2,457
Investissement (I)	-0,322	-0,493	0,102	-0,309
Demande de capital (KD)	-0,322	-0,493	0,102	-0,309
<b>Consommateur</b>				
Epargne (S)	-0,322	-0,493	0,102	-0,309
Consommation finale (C)	-0,690	-1,004	0,246	-0,664
<b>Prix</b>				
Prix biomasse (PBTTTC)	1,499	2,308	-0,520	1,430
Prix fossile (PFTTC)	6,842	10,877	-1,860	6,561
Prix énergie secondaire (PE)	2,932	4,528	-0,904	2,807
Prix terre (PT)	2,513	3,876	-0,382	2,459
Salaire (w)	-0,322	-0,493	0,102	-0,309
Taux d'intérêt (r)	ns**	ns	ns	ns
Prix ressource carbone (PR)	-30,222	-43,161	10,259	-29,298
<b>Bien-être</b>				
Bien-être économique (U(C))***	-0,0350	-0,0508	0,0125	-0,0336
Bien-être global (Bê)	0,0078	-0,0105	0,0621	0,0093

\*Les taux des instruments sont les valeurs de long terme (état stationnaire).

\*\*Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire.

\*\*\*Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée. Le bien-être global est la somme actualisée de (U(C)-D(S)).

plus important que dans le cas où une taxe sur les émissions (taxe carbone), laquelle incite à l'utilisation de la CSC, est mise en œuvre.

Lorsqu'une taxe carbone est instaurée, le producteur d'énergie secondaire peut réduire ses émissions en ayant recours à plus de biomasse (+0,9%), en réduisant sa production (-0,3%) et en utilisant une technologie de CSC.

En revanche, dans le scénario S2 le taux de la taxe fossile doit être relativement élevé (55%) pour permettre des substitutions importantes de l'énergie fossile par la biomasse et ainsi atteindre l'objectif environnemental. Le prix de l'énergie fossile augmente de 10,8% et la demande d'énergie fossile diminue drastiquement (-20%). De même, la production d'énergie secondaire baisse significativement (-4,8%). La taxe fossile a donc un impact négatif plus prononcé sur l'économie que la taxe sur les émissions.

#### *Impacts économiques de l'instrument hybride (S4)*

La combinaison d'une subvention à la capture des émissions issues de la biomasse et d'une taxe carbone engendre une diminution moins importante de la consommation et de l'output qu'une taxe carbone seule. Le taux de long terme de la taxe carbone est légèrement plus faible que dans le scénario S1. En conséquence, la demande d'énergie fossile baisse moins fortement (-12,9%). Pour atteindre l'objectif de réduction des émissions, le producteur d'énergie secondaire utilise plus de biomasse (+0,9%), réduit sa production (-0,3%) et a recours aux deux technologies de séquestration. Ainsi, le coût de cet instrument est un peu plus faible que la taxe carbone seule.

#### *Impacts économiques de la subvention aux émissions capturées (S3)*

Grâce à cette subvention, le producteur d'énergie secondaire est récompensé pour chaque unité d'émission capturée avec une technologie de CSC. Les résultats montrent la supériorité de cet instrument en termes d'utilité. La subvention a un impact positif sur l'économie. Elle induit une augmentation de la production d'énergie secondaire, du niveau d'output et de la consommation.

Cependant, en incitant au développement de la CSC elle encourage également l'extraction et l'utilisation d'énergie fossile. L'extraction de la ressource augmente de plus de 10%. De plus, le prix de l'énergie fossile baisse de 1,8%. Par conséquent, sa demande augmente de 4% (Cf. graphique 5.7, p. 237). L'objectif environnemental est atteint uniquement grâce aux technologies de CSC.

#### *Variante sur le scénario S3*

La subvention telle qu'elle est présentée dans le scénario S3 engendre des transferts nets de l'Autorité Environnementale vers le pollueur ( $j=E$ ). Dans la mesure où les dépenses publiques ( $G$ ) sont des dépenses en bien final (output), le scénario S3 engendre une contraction du niveau d'output juste après le choc (Cf. graphique 5.5, p. 236).

Considérons à présent que l'autorité environnementale souhaite maintenir la pression fiscale inchangée : le montant de la subvention est alors prélevé sur le revenu des ménages (S3'). Contrairement à S3, la subvention engendre une perte d'utilité pour les ménages (-0,0004%) (Cf. graphique 5.4, p. 236)

#### *Impact d'un système de permis négociable*

Le scénario S4 est une combinaison de la taxe carbone et de la subvention à la capture des émissions d'origine biomasse. Dans le chapitre 3 (section 3.2.2) nous avons montré qu'il était possible d'introduire la BCSC dans le système européen des permis négociables en allouant des permis gratuits aux installations utilisant la BCSC. Ainsi, l'instrument du scénario 4 peut aussi être interprété comme un système de permis négociables qui reconnaît les émissions négatives. Dans le chapitre 3 (section 3.1.3), nous avons rappelé que lorsque l'information est parfaite et qu'il n'y a pas d'incertitude (ce qui est le cas dans notre modélisation) la taxe carbone est équivalente au système de marché des permis en termes d'efficacité économique. Ainsi, dans notre modèle la taxe carbone qui s'applique aux émissions fossiles correspond à l'allocation des permis aux enchères dont les revenus

sont affectés aux dépenses publiques. La subvention correspond, quant à elle, à l'allocation gratuite des permis pour la capture des émissions issues de la biomasse.

Cependant, l'intérêt de la mise aux enchères des permis est de pouvoir utiliser les revenus générés pour améliorer le bien-être économique des agents. Nous proposons donc une variante du scénario S4 (S4') dans laquelle les revenus sont reversés de manière forfaitaire aux ménages (pression fiscale inchangée). Ce mode de recyclage du revenu permet de limiter la baisse de la consommation. Dans le scénario S4', la consommation baisse seulement de 0,072% contre 0,664% dans le scénario S4. Il en résulte une perte d'utilité nettement moins importante (-0,0019%) (Cf. graphique 5.4, p. 236).

De ces premières simulations nous pouvons tirer les conclusions suivantes :

- Le coût de réduction des émissions est plus faible en présence d'une taxe carbone qu'en présence d'une taxe fossile.
- L'instrument hybride/marché des permis qui reconnaît les émissions négatives (S4) est économiquement plus efficace que la taxe carbone seule et permet de développer la CSC et la BCSC. De plus, nous avons montré qu'il était possible de réduire significativement le coût de cet instrument en reversant ses revenus de manière forfaitaire aux ménages.
- Enfin, la subvention à la capture des émissions a un effet positif sur l'économie et incite au développement des deux technologies. Cependant, elle a pour désavantage de promouvoir l'utilisation accrue d'énergie fossile.

FIG. 5.4 – Impact des scénarios S1 à S4 sur la consommation (C)

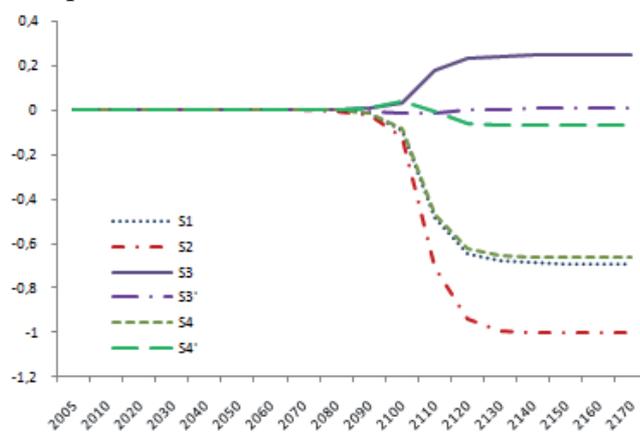


FIG. 5.5 – Impact des scénarios S1 à S4 sur l'output (YC)

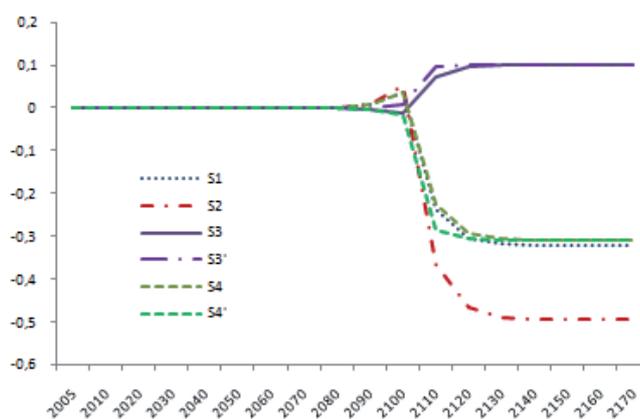


FIG. 5.6 – Impact des scénarios S1 à S4 sur la demande d'énergie secondaire (YED)

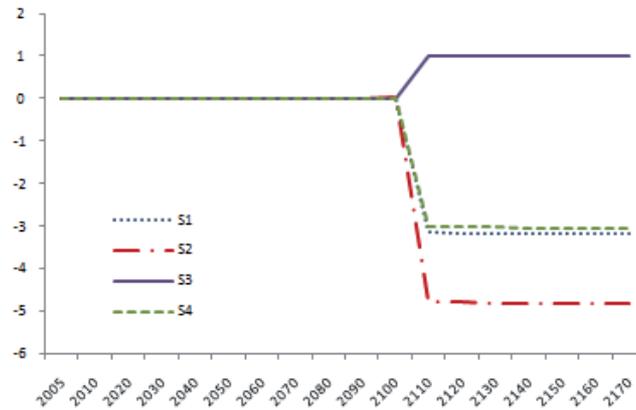
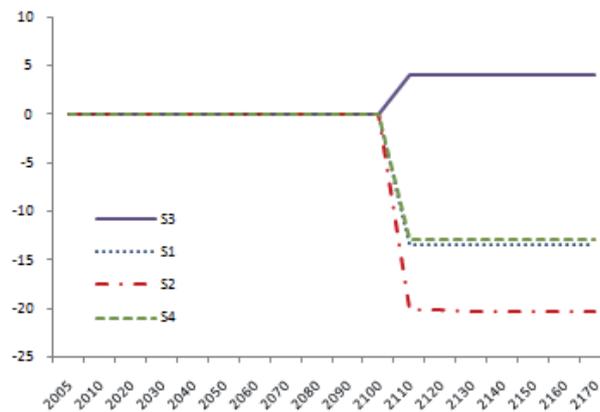


FIG. 5.7 – Impact des scénarios S1 à S4 sur la demande d'énergie fossile (YFD)



### Taxe fossile, taxe carbone et recyclage

Dans cette deuxième sous-section, nous nous concentrons sur la mise en place des taxes environnementales et nous étudions la question de leur recyclage. Pour les scénarios de taxe, la pression fiscale est maintenue inchangée. Les revenus des taxes sont recyclés selon les modalités suivantes :

- S5 : Taxe sur les émissions ( $\tau^c$ ) reversée forfaitairement aux ménages.
- S6 : Taxe sur la consommation d'énergie fossile ( $\tau^F$ ) reversée forfaitairement aux

ménages.

- S7 : Taxe sur les émissions ( $\tau^c$ ) reversée sous forme de subvention à l'utilisation de la biomasse ( $s^B$ ).
- S8 : Taxe sur les émissions ( $\tau^c$ ) reversée sous forme de subvention à la BCSC ( $s^{bcsc}$ ).
- S9 : Taxe sur la consommation d'énergie fossile ( $\tau^F$ ) reversée sous forme de subvention à l'utilisation de la biomasse ( $s^B$ ).
- S10 : Taxe sur la consommation d'énergie fossile ( $\tau^F$ ) reversée sous forme de subvention à la BCSC ( $s^{bcsc}$ ).

Le tableau suivant 5.8 présente la part des émissions capturées pour les scénarios ci-dessus.

TAB. 5.8 – Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage)

	S5	S6	S7	S8	S9	S10
CSC	8%	0%	7,7%	4,3%	0%	0%
BCSC	0%	0%	0%	65,4%	0%	73,4%

Seule la taxe carbone incite au déploiement de la CSC. La BCSC est développée quand une subvention spécifique est mise en place. Ainsi, le seul instrument capable d'inciter au développement des deux technologies est la taxe carbone, dont les revenus sont reversés sous forme de subvention à la capture des émissions biomasse (S8). Dans S8, la part capturée des émissions issues de la biomasse est très importante comparée au scénario de l'instrument hybride présenté plus haut (S4). En effet, dans S8, le taux de subvention de long terme est très élevé (258 \$/tCO<sub>2</sub>) car les recettes de la taxe sont toujours conséquentes. Cela explique le taux de capture de 65%.

Le tableau 5.9 présente les résultats de ces nouvelles simulations. La taxe carbone et la subvention à la BCSC sont exprimées en \$/tCO<sub>2</sub>, la taxe fossile en pourcentage et la subvention à la biomasse en dollars.

TAB. 5.9 – Résultats-comparaison taxe carbone et taxe fossile

Variation en pourcentage par rapport à la situation de référence						
Variables	S5 $\tau^C = 22,9^*$	S6 $\tau^F = 0,55$	S7 $\tau^c = 22$ $s^B = 14,9$	S8 $\tau^c = 12,2$ $s^{BCSC} = 258$	S9 $\tau^F = 0,53$ $s^B = 20,2$	S10 $\tau^F = 0,22$ $s^{BCSC} = 293$
<b>Environnement</b>						
Stock de carbone (X)	-3,635	-3,635	-3,635	-3,635	-3,635	-3,635
Domage (DS)	-7,138	-7,138	-7,138	-7,138	-7,138	-7,138
Emissions totales (Etot)	-20,319	-20,319	-20,319	-20,319	-20,319	-20,319
Emissions fossile (EF)	-13,422	-20,319	-13,719	-7,800	-20,319	-10,470
Emissions bio. (EB)	1,000	1,538	4,689	2,830	6,450	3,693
<b>Firmes</b>						
Demande de bio. (YBD)	1,000	1,538	4,689	2,830	6,450	3,693
Demande de fossile (YFD)	-13,422	-20,319	-13,719	-7,800	-20,319	-10,470
Demande éner. sec. (YED)	-3,161	-4,805	-0,655	-0,219	-1,389	-0,388
Demande bien final (YC)	-0,322	-0,493	-0,201	-0,022	-0,140	-0,039
Conso. inter. fossile (QF)	-30,25	-43,157	-30,850	-18,375	-43,330	-24,156
Conso. inter. bio. (QB)	2,511	3,875	12,094	7,228	16,920	9,487
Investissement (I)	-0,322	-0,493	-0,066	-0,022	-0,140	-0,039
Demande de capital (KD)	-0,322	-0,493	-0,066	-0,022	-0,140	-0,039
<b>Consommateur</b>						
Epargne (S)	-0,322	-0,493	-0,066	-0,022	-0,140	-0,039
Consommation finale (C)	-0,0766	-0,1525	-0,0659	-0,0220	-0,1403	-0,0390
<b>Prix</b>						
Prix bio. (PBTTTC)	1,499	2,308	-1,144	-0,803	-1,284	-0,983
Prix fossile (PFTTTC)	6,842	10,877	5,439	2,877	8,719	3,982
Prix éner. sec. (PE)	2,932	4,528	0,591	0,197	1,264	0,351
Prix terre (PT)	2,513	3,876	12,093	7,226	16,919	9,489
Salaire (w)	-0,322	-0,493	-0,066	-0,022	-0,140	-0,039
Taux d'intérêt (r)	ns**	ns	ns	ns	ns	ns
Prix ressource carb. (PR)	-30,222	-43,161	-30,869	-18,392	-43,346	-24,122
<b>Bien-être</b>						
Bien-être éco. (U(C))***	-0,00204	-0,00500	-0,00311	-0,00104	-0,00662	-0,00184
Bien-être global (Bè)	0,0454	0,0418	0,0442	0,0466	0,0402	0,0457

\*Les taux des instruments sont les valeurs de long terme (état stationnaire).

\*\*Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire.

\*\*\*Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée. Le bien-être global est la somme actualisée de (U(C)-D(S)).

L'impact macroéconomique des taxes environnementales dépend fortement des modalités de recyclage de leurs recettes. Le recyclage des revenus sous forme de reversements forfaitaires aux ménages, de subventions à la biomasse et à la BCSC estompe une large partie du coût de ces taxes.

Le coût des taxes carbone et fossile avec recyclage forfaitaire est dix fois moindre que lorsque le produit est affecté aux dépenses en bien final (S1 et S2). L'effet revenu des scénarios S5 et S6 empêche la consommation de chuter mais n'a pas d'impact sur les autres variables à long terme.

#### *Comparaison des modes de recyclage de la taxe carbone (S5, S7 et S8)*

Dans le scénario S7, la subvention à la biomasse réduit son coût d'utilisation ( $PB$  baisse de 1,1%). La demande de cet input augmente donc significativement (+4,6%) par rapport au scénario S5. Pour atteindre l'objectif de réduction des 20%, le montant de la taxe carbone est quasiment identique dans les scénarios S7 et S5. De plus, le producteur réduit sa consommation d'énergie fossile dans les mêmes proportions (-13,7%), et la part des émissions capturées s'avère équivalente. La hausse de la demande de biomasse permet donc de maintenir la production d'énergie secondaire sensiblement constante. En effet, cette dernière diminue seulement de 0,6% dans S7 contre 3% dans S5. Il en résulte une baisse de l'output et une baisse de la consommation moins sévère que dans le scénario S5.

Dans le scénario S8, la BCSC est largement développée (65,4%) grâce à la subvention. Pour atteindre l'objectif des 20%, dans le cas où les revenus de la taxe carbone servent à subventionner la BCSC, un taux élevé ne s'avère pas nécessaire (seulement 12,2 \$/tCO<sub>2</sub>). La demande d'énergie fossile et les émissions associées fléchissent de 7,8% dans ce scénario. Les réductions d'émissions restantes sont obtenues grâce à la CSC et à la BCSC. La part de l'output consacrée au secteur de l'énergie fossile ( $QF$ ) et à l'investissement en capital physique ( $I$ ) décroît moins que dans les deux autres scénarios. De plus, la subvention à la BCSC subventionne parallèlement l'utilisation de la ressource biomasse. Ainsi,  $QB$

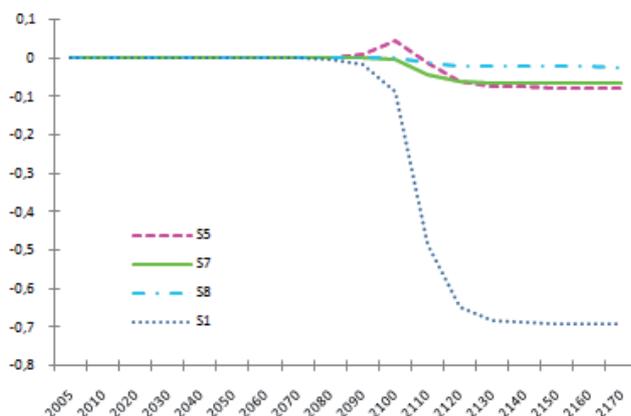
augmente significativement (+7%). Il en résulte une faible baisse du niveau d'output (-0,02%). L'impact négatif du scénario S8 sur la consommation est beaucoup plus mince que dans les scénarios S5 et S7.

Analysons à présent les pertes d'utilité engendrées par la mise en place des instruments. Elles nous permettent de classer les instruments en termes de coût.

La taxe carbone reversée sous forme de subvention à la BCSC (S8) est l'instrument le moins coûteux, suivi de la taxe carbone reversée forfaitairement aux ménages (S5) et enfin de la taxe carbone reversée sous forme de subvention à la biomasse (S7).

Or, en ce qui concerne les variations de la consommation à long terme, la consommation dans le scénario S5 diminue plus fortement que dans le scénario S7. L'étude de la dynamique transitoire de la consommation (graphique 5.8) montre qu'il y a un surajustement de la consommation dans S5. Cela explique pourquoi le coût en termes d'utilité inter-temporelle est plus faible dans S5 que dans S7.

FIG. 5.8 – Impact des modes de recyclage de la taxe carbone sur la consommation



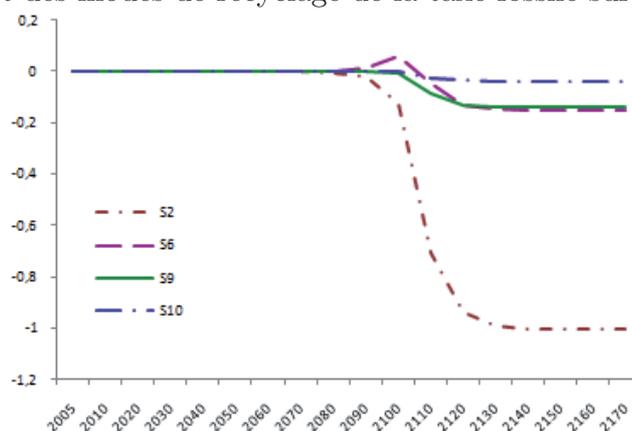
#### *Comparaison des modes de recyclage de la taxe fossile (S6, S9, S10)*

Dans le scénario S9, le recyclage des revenus de la taxe sous forme de subvention à la biomasse permet d'accroître significativement la demande de biomasse (+6,4%). En effet, le taux de la subvention est plus élevé que dans le scénario S7, ce qui limite la baisse

de l'offre d'énergie secondaire. Le coût de cet instrument reste cependant conséquent par rapport aux deux autres scénarios car il n'incite pas le producteur d'énergie secondaire à utiliser les technologies de CSC.

Dans le scénario S10, en revanche, les revenus de la taxe fossile permettent un large déploiement de la BCSC (73,4%). Le taux de la taxe est réduit à 22% et a donc un impact moins récessif sur l'économie. La consommation des ménages est amplement améliorée quand les revenus de la taxe fossile sont utilisés pour développer la BCSC (-0,039% dans S10 contre -0,15% dans S6) (graphique 5.9). Il en résulte un coût en termes d'utilité moindre pour cet instrument.

FIG. 5.9 – Impact des modes de recyclage de la taxe fossile sur la consommation

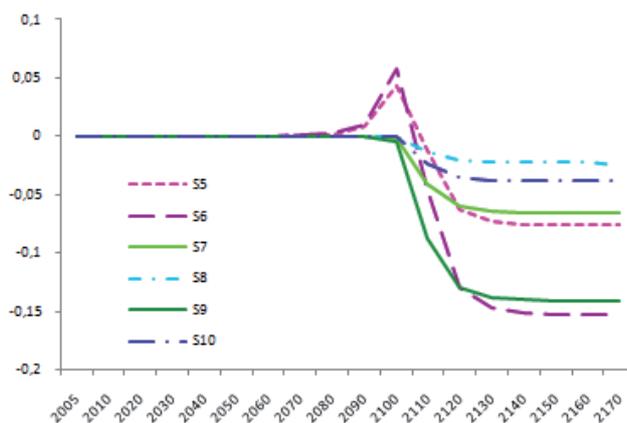


*Comparaison des modes de recyclage de la taxe fossile avec ceux de la taxe carbone (S5 à S10)*

Le choix du mode de recyclage du produit des taxes environnementales est aussi important que le choix du type de taxe. Ces simulations mettent en exergue le rôle joué par la BCSC dans la réduction du coût des taxes. Le graphique 5.10 montre la supériorité des instruments S8 et S10 sur les autres modes de recyclage, scénarios dans lesquels les recettes de la taxe sont affectées à la subvention de la BCSC. Le scénario S9 confirme ce constat.

Lorsque l'instrument mis en place ne permet pas au pollueur de dépolluer sa production grâce à une technologie de CSC, il en résulte un coût en bien-être plus conséquent.

FIG. 5.10 – Impact des modes de recyclage des taxes environnementales sur la consommation



### Synthèse : classement des instruments

Les deux critères d'efficacité retenus pour classer les instruments sont :

-Le critère *d'efficacité technologique* : l'instrument est-il capable de développer la CSC et la BCSC ?

-Le critère *d'efficacité économique* : l'instrument permet-il d'atteindre l'objectif environnemental à moindre coût ?

#### *Efficacité technologique*

Nous avons montré que trois instruments étaient capables d'inciter au développement de la CSC et de la BCSC.

S3, S3' : La subvention aux émissions capturées ;

S4, S4' : L'instrument hybride, équivalent au système de permis négociables avec émissions négatives ;

S8 : La taxe carbone dont le revenu est recyclé sous forme de subvention à la capture des émissions issues de la biomasse ;

Le tableau suivant (5.10) présente la part des émissions capturées pour chaque scénario

TAB. 5.10 – Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage)

	S3	S3'	S4	S4'	S8
CSC	22%	22%	8%	8%	4,3%
BCSC	16%	16%	6%	6%	65,4%

La subvention spécifique (S3) conduit à un développement presque équivalent de la CSC et de la BCSC. De plus, elle encourage plus largement le développement de la CSC que l'instrument hybride (S4) et la taxe recyclée (S8).

#### *Efficacité économique*

Afin de pouvoir comparer l'efficacité économique des instruments économiques, il est préférable de les comparer sur une base commune, suivant un raisonnement à *pression fiscale constante*.

Dans un premier temps, les instruments qui combinent les deux critères d'efficacité (soit les scénarios S3', S4' et S8) sont étudiés. Dans un second temps, tous les instruments sont comparés.

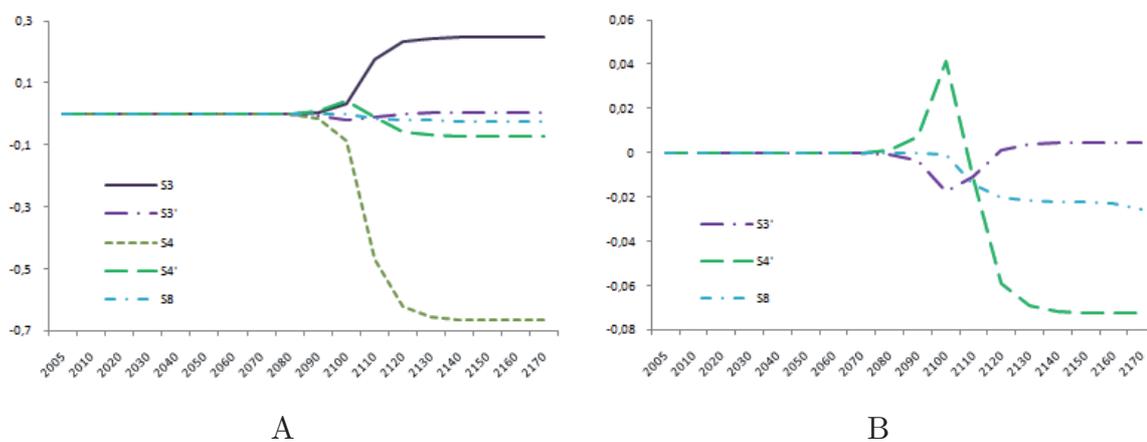
Le tableau 5.11 présente le coût des trois instruments.

TAB. 5.11 – Efficacité-économique de S3', S4' et S8

		S3'	S4'	S8
Bien-être économique	U(C)	-0,0004	-0,0019	-0,00104

- La subvention prélevée sur les ménages reste l'instrument le moins coûteux (S3'). Cependant, elle encourage l'extraction et l'utilisation d'énergie fossile.
- La taxe carbone dont les revenus financent les subventions à la BCSC (S8) est le deuxième instrument le moins coûteux.
- Enfin l'instrument hybride, dont les revenus sont reversés sous forme forfaitaire aux ménages, est le troisième instrument le moins coûteux (S4').

Les graphiques retracent les effets des instruments sur la consommation. Le graphique B est un zoom sur les scénarios S3', S4' et S8

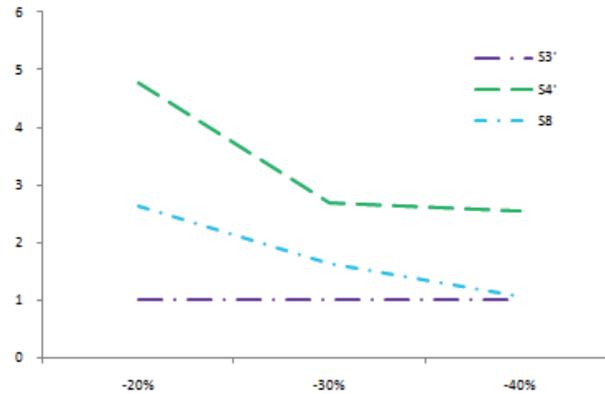


Les coûts primaires des instruments dépendent de leur degré de flexibilité à utiliser les différents canaux de dépollution, mais aussi du niveau de réduction des émissions. Nous proposons de comparer l'impact des trois instruments, ci-dessus, sur le bien-être économique (variation d'utilité inter-temporelle) lorsque les objectifs environnementaux sont plus ambitieux. Ainsi, des réductions d'émissions de 30% et de 40% sont envisagées. Les instruments sont comparés à l'instrument le moins coûteux qui est, selon nos résultats, la subvention prélevée sur les ménages (graphique 5.11). Les coûts sont exprimés en termes de ratio.

Le classement reste identique quand les objectifs de réduction des émissions sont plus sévères. La différence de coût a tendance à se réduire à mesure que le niveau de réduction des émissions augmente. Quand l'objectif de réduction est de 40%, la subvention devient

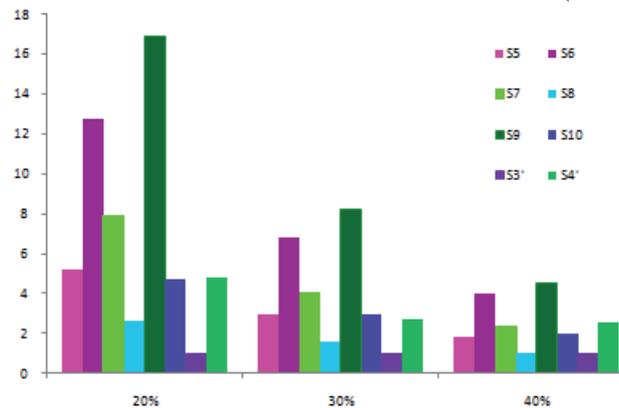
aussi coûteuse que la taxe carbone reversée sous forme de subvention à la BCSC. En effet, pour atteindre cet objectif, l'accroissement du taux de la subvention pèse plus lourdement sur le budget des ménages. Cette dernière devient donc de moins en moins efficace.

FIG. 5.11 – Coût des instruments S3', S4', S8 (ratio)



Le graphique 5.12 exprime le coût des instruments étudiés précédemment pour des objectifs de 20%, 30% et 40%. Comme ci-dessus, les instruments sont comparés à l'instrument le moins coûteux (S3'). La comparaison se fait à pression fiscale constante.

FIG. 5.12 – Coût de tout les instruments (ratio)



- Les deux instruments les plus coûteux, quel que soit le niveau de réduction des émissions, sont ceux qui ne permettent pas de développer la CSC et la BCSC (taxe

fossile reversée sous forme de subvention à la biomasse (S9) et sous forme de transferts aux ménages (S6)).

- L'instrument le moins coûteux après la subvention (S3') est la taxe carbone dont les revenus sont reversés pour subventionner la BCSC (S8).
- Dans le scénario de réduction de 20%, la taxe carbone dont les revenus sont reversés forfaitairement aux ménages est plus coûteuse que l'instrument hybride (S'4) et que la taxe fossile dont les revenus sont reversés à la BCSC (S10). Cependant, à mesure que la contrainte environnementale s'intensifie, la taxe carbone devient moins coûteuse (scénario 40%). En effet, les montants des revenus générés par la taxe sont plus conséquents et permettent donc de maintenir la consommation à son niveau initial.

## 5.2 L'évaluation des politiques environnementales au niveau français

Le Facteur 4 qualifie l'engagement pris par le Chef de l'Etat et le Premier Ministre, en 2003, de diviser par 4 les émissions françaises de gaz à effet de serre d'ici 2050 par rapport à leur niveau de 1990. Cet objectif correspond à la volonté des pays industrialisés de réduire les émissions mondiales de GES de 50% (Facteur 2).

Le Facteur 4 couvre l'ensemble des émissions anthropiques de GES, soit au total 561 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent en 1990 (Citepa, 2010). Cette étude prend uniquement en compte les émissions de CO<sub>2</sub> responsables de plus de 70% des émissions totales. Nous considérons un facteur de réduction identique sur l'ensemble des GES. Ainsi, pour atteindre cet objectif, les émissions de CO<sub>2</sub> devraient passer de 398 millions de tonnes en 1990 à 99,5 millions de tonnes en 2050. L'effort de réduction des émissions doit être étendu à l'ensemble des branches de production ainsi qu'à la consommation des ménages. Cependant, le modèle construit dans le chapitre 4 s'intéresse spécialement aux émissions issues des activités de production d'énergie responsables d'environ 15% à 17% des émissions totales de CO<sub>2</sub>

(Commissariat général du développement durable, 2010).

Ainsi, l'objectif de l'étude est de déterminer les politiques publiques à mettre en œuvre pour atteindre le Facteur 4 dans ce secteur spécifique de l'énergie compte tenu de la disponibilité des technologies de CSC dès 2020.

Dans un premier temps, l'étude évalue les effets de la mise en place d'une taxe carbone nationale basée sur les recommandations de la conférence d'experts sur la "contribution climat-énergie" en 2009.

Dans un second temps, une comparaison de l'efficacité de plusieurs mécanismes incitatifs capables d'atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie est conduite.

### 5.2.1 Evaluation de la contribution climat-énergie

Dans le cadre du Grenelle de l'environnement, une réflexion importante a été menée sur l'intérêt d'instaurer en France une contribution climat-énergie (CCE) afin d'infléchir les comportements de production et de consommation d'énergie. Début juillet 2009, une conférence d'experts sur ce dispositif, présidée par l'ancien Premier Ministre Michel Rocard, a été lancée. Le rapport de la conférence souligne trois points importants (Rocard, 2009).

Tout d'abord, le niveau initial de la CCE recommandé ainsi que sa trajectoire dans le temps provient du rapport de la commission Quinet<sup>4</sup> (CAS, 2009). Le principe de neutralité budgétaire de la réforme consiste à reverser les recettes de la taxe aux ménages et aux entreprises. La redistribution proposée pour les ménages est forfaitaire (chèques verts). Pour les entreprises, elle pourrait s'appliquer sous la forme d'une aide à la transition énergétique, de réduction des cotisations sociales employeurs et de financement de la suppression de la taxe professionnelle.

Ensuite, le rapport met en évidence l'importance de préserver la généralité du signal-prix pour tous les acteurs, hormis pour les installations encadrées par le système européen des permis d'émissions (voir ci-dessous). Des compensations peuvent être envisagées pour

<sup>4</sup>La tonne de CO<sub>2</sub> est de 32 € en 2010, 56 € en 2020, 100 € en 2030, 200 € en 2050.

respecter le principe de neutralité budgétaire. En revanche, toute exemption et exonération, quel que soit le secteur, est à proscrire.

Enfin, la mise en place de la CCE nécessite de prendre en compte les mécanismes de tarification du carbone déjà existants tels que le système européen d'émissions négociables. L'articulation de ces deux outils est longuement étudiée dans le rapport (p. 27-28). Il est recommandé de ne pas appliquer la CCE aux installations françaises soumises à ce système afin de ne pas leur infliger une double taxation ("double peine") qui dégraderait leur compétitivité vis-à-vis des entreprises européennes. Cependant, cette solution engendre une inégalité de traitement entre les installations relevant des deux régimes, d'une part, et ne permet pas d'obtenir l'unicité du prix du carbone, d'autre part.

Le gouvernement s'est par la suite inspiré de ces recommandations pour constituer son projet de loi de finances pour 2010. Cependant, d'importantes divergences se manifestent. Le taux initial de la taxe est fixé à 17 €/tCO<sub>2</sub><sup>5</sup> à la place des 32 €/tCO<sub>2</sub>. De plus, de nombreuses exonérations et réductions de la taxe sont négociées pour les secteurs du transport routier, de la pêche et de l'agriculture, en plus de l'exemption des installations soumises à quotas.

A la fin décembre 2009, le Conseil constitutionnel a décidé d'invalider la CCE pour deux motifs : l'inadéquation entre le dispositif mis en place et les objectifs visés par la politique ainsi que le non respect du principe d'égalité de traitement devant les charges publiques. La raison principale évoquée par le Conseil est l'exonération accordée aux installations assujetties au système européen des permis.

Ainsi se pose la question de la délimitation du périmètre de la CCE pour satisfaire les exigences constitutionnelles et respecter les critères de compétitivité et d'efficacité économique. L'une des solutions envisagée dans le rapport Rocard (2009) est l'introduction d'une CCE différentielle pour les installations soumises à quotas. C'est une taxe sur les émissions

---

<sup>5</sup>Cette valeur est supposée refléter le prix moyen sur le marché des permis en 2009.

de CO<sub>2</sub> dont le taux est égal à la différence entre le taux de base de la CCE et le niveau du prix moyen du quota de CO<sub>2</sub> sur le marché<sup>6</sup>. Cette solution garantit l'unicité du prix du carbone au taux de la CCE. De plus, elle donne un signal-prix crédible et prévisible<sup>7</sup> aux industriels afin de les orienter dans leurs choix technologiques.

Deux axes d'études sont privilégiés. D'une part, l'étude évalue la mise en œuvre de la CCE telle qu'elle a été envisagée par la conférence des experts. Deux systèmes de tarification coexistent (prix du permis et taux de la CCE recommandée). La question posée est la suivante : ce système permet-il d'atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie compte tenu de la disponibilité de la CSC ? D'autre part, l'étude analyse la mise en œuvre de la taxe différentielle qui garantit l'unicité du prix au taux de la CCE. Cela permet d'évaluer la pertinence des trajectoires de prix, proposées par le rapport Quinet pour atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie.

### Coexistence de la CCE avec le marché des permis

Il convient d'étudier l'assiette de la CCE dans notre étude.

La CCE s'applique aux émissions de CO<sub>2</sub> d'origine énergétique non couvertes par le système européen des quotas. D'après la base de données de l'IREP, il existe seulement 10% des installations énergétiques étudiées non assujetties au marché. Cela correspond, en partie, aux installations de petites tailles (inférieures à 20 MW). Les deux instruments sont supposés coexister de la façon suivante : 90% des émissions ( $EF_t$ ) sont soumises à quotas ( $P^C$ ) et 10% à la taxe ( $\tau^C$ ).

Le programme du producteur d'énergie secondaire (Cf. programme 4.21, chapitre 4, p. 180) s'écrit de la façon suivante :

---

<sup>6</sup>En admettant que le prix du permis est de 20€/tCO<sub>2</sub> et le taux de la CCE de 32€, la taxe différentielle serait alors de 12€/tCO<sub>2</sub>.

<sup>7</sup>Le signal-prix de la CCE met les industriels à l'abri de la spéculation et de la volatilité du marché des permis.

$$\begin{aligned}
\max_{YBD_t, YFD_t, \mu f_t} \Pi &= PE_t YEO_t - PB_t YBD_t - PF_t YFD_t - \tau^C (1 - \mu f_t) 0,1 EF_t \\
&\quad - P^C (1 - \mu f_t) 0,9 EF_t - zF(\mu f_t, EF_t) \\
S.c \quad YEO_t &= A_3 (a YFD_t^{(\sigma-1/\sigma)} + (1-a) YBD_t^{(\sigma-1/\sigma)})^{\sigma/(\sigma-1)} \quad (5.1)
\end{aligned}$$

où  $YBD_t, YFD_t, YEO_t$  sont respectivement la demande de biomasse, la demande d'énergie fossile et l'offre d'énergie secondaire.  $PB_t, PF_t, PE_t$  sont respectivement les prix de la biomasse, de l'énergie fossile et de l'énergie secondaire.  $\mu f$  correspond à la part des émissions d'origine fossile ( $EF_t$ ) capturées et  $zF(\mu f_t, EF_t)$  est la fonction de coût de la CSC (Cf. équation 4.13, chapitre 4, p. 177)

Les demandes de facteurs sont déduites des conditions du premier ordre :

$$\left\{ \begin{array}{l}
\frac{\delta \Pi}{\delta YBD_t} = 0 \Leftrightarrow YBD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} ((1-a) PE_t / PB_t)^\sigma \\
\frac{\delta \Pi}{\delta YFD_t} = 0 \Leftrightarrow YFD_t = YEO_t A_3^{\sigma-1} (a PE_t / (PF_t + \tau^C (1 - \mu f_t) 0,1 \varepsilon^F \\
\quad + P^C (1 - \mu f_t) 0,9 \varepsilon^F + \frac{1}{2} k_1 \mu f^2 \varepsilon^F))^\sigma \\
\frac{\delta \Pi}{\delta \mu f_t} = 0 \Leftrightarrow \mu f_t = (\tau^C 0,1 EF_t + P^C 0,9 EF_t) / (k_1 EF_t)
\end{array} \right. \quad (5.2)$$

Les deux instruments sont équivalents dans le modèle en concurrence pure et parfaite. La seule différence réside dans le choix du taux des instruments.

Pour la CCE, les recommandations du CAS (2009) sont appliquées (32 € en 2010, 56 € en 2020, 100 € en 2030, 200 € en 2050).

Le prix du permis a connu une forte instabilité lors de la première phase du marché (2005-2008). Cela s'explique en partie par la nouveauté de ce type de régulation et par un excédent d'offre de permis, annoncé par la Commission européenne en 2006. Dès 2007, la modification de l'équilibre entre l'offre et la demande a conduit à une plus faible volatilité du prix des permis sur la deuxième phase du marché (2008-2012). Le prix moyen du quota

s'élevait à 20,6 €/tCO<sub>2</sub> en 2005, 22,4 €/tCO<sub>2</sub> en 2008 et 17 €/tCO<sub>2</sub> en 2009 (Bluenext, 2011). Ainsi, un prix initial de 20 €/tCO<sub>2</sub> en 2005 est retenu.

Son évolution jusqu'en 2020 dépendra fortement de la troisième phase du marché (à partir de 2013). En 2020, la Commission européenne (2008) estime un prix de la tonne de CO<sub>2</sub> compris entre 30 et 39 € et Capros *et al.* (2008) l'évalue à 30 €/tCO<sub>2</sub>. Nous supposons une augmentation d'environ 2% par an. Le prix retenu est donc de 20 € en 2005, 29 € en 2020, 35 € en 2030 et 50 € en 2050.

Les recettes de la taxe et des permis sont reversées de manière forfaitaire aux ménages selon le principe de neutralité budgétaire évoqué par la conférence des experts. Cela sous-entend que les permis d'émissions sont alloués aux enchères. Cette hypothèse est réaliste car les principaux acteurs concernés dans notre modèle (électricité et chaleur) devront payer leurs quotas dès 2013 (Cf. chapitre 3, pp. 128-129).

Le scénario construit à partir de ces éléments est noté :

S1 : *Coexistence permis-CCE*,

Soit  $P^C$  le prix du permis sur le marché européen ( $P^C = 29$  € en 2020, 35 € en 2030 et 50 € en 2050) et  $\tau^C$  le niveau de la CCE appliqué en France ( $\tau^C = 56$  € en 2020, 100 € en 2030 et 200 € en 2050).

### Unicité du prix, CCE et CCE différentielle

Le prix de référence est le taux de la CCE. Trois scénarios d'évolution de prix du carbone, recommandés par la commission Quinet, sont évalués (Cf chapitre 1, p. 57). La valeur de la taxe en 2050 est encadrée avec une valeur haute et une valeur basse. Les scénarios sont les suivants :

S2 : *Quinet de base* ( $\tau^C = 56$  € en 2020, 100 € en 2030 et 200 € en 2050).

S3 : *Quinet bas* ( $\tau^C = 56$  € en 2020, 100 € en 2030 et 150 € en 2050).

S4 : *Quinet haut* ( $\tau^C = 56$  € en 2020, 100 € en 2030 et 250 € en 2050).

## Résultats des simulations

Le tableau 5.12 présente les variations en pourcentage des variables économiques et environnementales par rapport à la situation initiale.

Le scénario S1 (*Coexistence permis-CCE*) ne permet pas d'atteindre le Facteur 4 dans les secteurs de la production d'énergie. Les émissions de CO<sub>2</sub> passent de 48,3 Gt à 15,4 Gt, soit une baisse de 68% (variable Etot). Le prix qui émerge du marché européen des permis, tel que nous l'avons supposé, n'est pas suffisamment élevé pour amplement développer la capture et le stockage du carbone. En effet, seulement 35% des émissions de CO<sub>2</sub> sont capturés dans ce scénario (Cf. tableau 5.13). Des substitutions entre énergie fossile et biomasse ont lieu, la production d'énergie diminue. Pour autant, cela est insuffisant pour atteindre l'objectif environnemental que s'est fixé la France.

Ce secteur est constitué d'installations fixes propices à l'installation d'une chaîne CSC. Cependant, il est couvert à environ 90% par le marché européen des permis. La volatilité du marché, la faiblesse du prix du quota et le manque de visibilité de long terme sont autant de facteurs nuisibles pour le développement de la CSC. De plus, la coexistence de deux prix du carbone différents crée des inégalités d'incitation économique entre les entreprises d'un même secteur.

Ainsi, les scénarios S2, S3 et S4 privilégient le principe d'unicité du prix du carbone. Le taux de la CCE est le prix de référence. Ces scénarios peuvent être interprétés comme la coexistence de la CCE et du marché des permis dont le prix du permis est complété par la taxe différentielle, d'une part, et comme une taxe carbone généralisée à toutes les activités avec suppression du marché des permis, d'autre part.

Les scénarios recommandés par la commission Quinet (S2, S3, S4) entraînent de très larges réductions d'émissions dans le secteur de l'énergie (variable Etot, tableau 5.12). Les trois scénarios vont bien au-delà de l'objectif Facteur 4. Dans le scénario S2 (*Quinet de base*), les émissions décroissent de 93,5%. Cela représente une division par 15 des émissions. Dans le scénario S4 (*Quinet haut*), le secteur de l'énergie est presque entièrement neutre

TAB. 5.12 – Résultats section 5.2.1

Variation en pourcentage par rapport à la situation de référence				
Variables	S1	S2	S3	S4
<b>Environnement</b>				
Stock de carbone (X)	-2,469	-3,428	-3,168	-3,579
Domage (DS)	-4,875	-6,738	-6,233	-7,029
Emissions fossile (EF)	-51,076	-76,154	-68,128	-79,469
Emissions biomasse (EB)	0,458	0,747	0,646	0,792
Emissions totales (Etot)	-67,977	-93,496	-85,513	-98,134
<b>Firmes</b>				
Demande de biomasse (YBD)	0,458	0,747	0,646	0,792
Demande de fossile (YFD)	-51,075	-76,155	-68,128	-79,469
Demande d'énergie secondaire (YED)	-1,470	-2,381	-2,065	-2,521
Demande de bien final (YC)	-0,149	-0,242	-0,209	-0,256
Consommation intermédiaire fossile (QF)	-83,258	-97,223	-94,265	-98,090
Consommation intermédiaire biomasse (QB)	1,150	1,878	1,624	1,991
Investissement (I)	-0,149	-0,242	-0,209	-0,256
Demande de capital (KD)	-0,149	-0,242	-0,209	-0,256
<b>Consommateur</b>				
Epargne (S)	-0,149	-0,242	-0,209	-0,256
Consommation finale (C)	-0,092	-0,197	-0,158	-0,215
<b>Prix</b>				
Prix biomasse (PBTTTC)	0,688	1,122	0,971	1,189
Prix fossile (PFTTC)	27,978	63,478	48,137	71,982
Prix énergie secondaire (PE)	1,341	2,191	1,895	2,323
Prix terre (PT)	1,150	1,878	1,624	1,991
Salaire (w)	-0,149	0,242	-0,209	-0,256
Taux d'intérêt (r)	ns*	ns	ns	ns
Prix ressource carbone (PR)	-83,258	-97,223	-94,265	-98,090
<b>Bien-être</b>				
Bien-être global (Bé)	0,28512	0,39205	0,38077	0,39924
Bien-être économique (U(C))**	-0,01031	-0,02445	-0,02128	-0,02591

\*Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire.

\*\*Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée. Le bien-être global est la somme actualisée de (U(C)-D(S)).

TAB. 5.13 – Part des émissions capturées grâce à la CSC en 2050 (en pourcentage)

	S1	S2	S3	S4
csc	35%	73%	55%	91%

en carbone. Sur le long terme, il émet seulement 0,9 Gt de CO<sub>2</sub> par an contre 48,3 Gt en 2005.

Le niveau élevé de la taxe incite davantage la CSC à se développer. A long terme, 73% des émissions sont capturées dans le scénario S2 (*Quinet de base*) et 91% dans le scénario S4 (*Quinet haut*)(Cf. tableau 5.13).

Ces trois scénarios ralentissent l'activité économique. La production d'énergie diminue en moyenne de 2,3% et l'output de 0,24%. De plus, ils pèsent sur le bien-être économique des ménages (U(C), tableau 5.12). Ce dernier est deux fois plus affecté dans les scénarios Quinet que dans le scénario S1.

Pour atteindre le Facteur 4 en 2050 une CCE moins ambitieuse pourrait être envisagée afin de relâcher la contrainte qui pèse sur l'économie. Pour cela, nous calculons le taux de taxe de long terme capable de diviser par quatre les émissions du secteur énergétique. Le taux trouvé est de 113 €/tCO<sub>2</sub>. L'impact de cette nouvelle taxe (Facteur4-CCE) est analysé dans le tableau 5.14. La trajectoire est celle préconisée par le rapport Quinet, soit 56 € en 2020, 100 € en 2030 et 113 € en 2050.

Grâce à une taxe moins élevée, le Facteur 4 peut être obtenu dans le secteur de l'énergie tout en préservant l'activité économique. L'output et la consommation sont moins affectés dans ce nouveau scénario. L'output diminue de 0,168% contre 0,242% dans le scénario S2 (*Quinet de base*) et la consommation de 0,113% contre 0,197% dans ce même scénario.

Cette première analyse montre que le Facteur 4 peut être obtenu dans le secteur de l'énergie grâce à une taxe carbone dont le taux de long terme est proche de 113 €/tCO<sub>2</sub>.

TAB. 5.14 – Résultats CCE-Facteur 4

Variation en pourcentage par rapport à la situation de référence	
Variables	Facteur 4 - CCE $\tau^c = 113^*$
<b>Environnement</b>	
Stock de carbone (X)	-2,829
Domage (DS)	-5,576
Emissions fossile (EF)	-56,491
Emissions biomasse (EB)	0,521
Emissions totales (Etot)	-75
<b>Firmes</b>	
Demande de biomasse (YBD)	0,521
Demande d'énergie fossile (YFD)	-57,067
Demande d'énergie secondaire (YED)	-1,669
Demande de bien final (YC)	-0,168
Consommation intermédiaire fossile (QF)	-87,922
Consommation intermédiaire biomasse (QB)	1,309
Investissement (I)	-0,168
Demande de capital (KD)	-0,168
<b>Consommateur</b>	
Epargne (S)	-0,168
Consommation finale (C)	-0,113
<b>Prix</b>	
Prix biomasse (PB TTC)	0,783
Prix fossile (PF TTC)	33,827
Prix énergie secondaire (PE)	1,526
Prix terre (PT)	1,309
Salaire (w)	0,168
Taux d'intérêt (r)	ns**
Prix ressource carbone (PR)	-87,922
<b>Bien-être</b>	
Bien-être global (Bê)	0,36485
Bien-être économique U(C)***	-0,01763

\*Le taux de la taxe est celui de 2050.

\*\*Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire.

\*\*\*Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée. Le bien-être global est la somme actualisée de (U(C)-D(S)).

Cette valeur est amplement plus faible que les recommandations du rapport du CAS (2010) car la technologie de CSC est supposée disponible dès 2020. Cependant, pour diviser par 4 les émissions globales de la France des efforts plus importants pourraient être menés dans le secteur énergétique. Ainsi, les scénarios de prix du carbone plus ambitieux tels que ceux recommandés par Quinet pourrait s'appliquer. Dans l'étude, le scénario *Quinet de base* réduit de 93% les émissions du secteur énergétique. Cela correspond à une diminution de 8% des émissions globales de GES de la France par rapport à 1990. Le scénario Facteur 4 dans le secteur de l'énergie (tableau 5.14), en revanche, engendre une réduction des émissions totales de GHG de 6,5%.

L'analyse préconise d'appliquer le principe d'unicité du prix du carbone pour garantir l'efficacité économique. La coexistence de deux prix du carbone, l'un provenant du marché et l'autre provenant de la CCE ne permet pas de réaliser le Facteur 4. En effet, ce secteur est soumis à 90% au marché des permis dont le prix est trop faible pour induire suffisamment de basculements technologiques vers la CSC.

L'étude suivante compare l'efficacité de plusieurs instruments économiques (présentés dans la section 1) pour répondre à l'objectif Facteur 4.

### 5.2.2 Comparaison des instruments pour atteindre le Facteur 4

Les instruments étudiés sont ceux qui ont l'avantage d'inciter au développement de la BCSC (ils sont comparés à la taxe carbone). En France, la biomasse est principalement valorisée sous forme de chaleur et de biocarburants. 8954 ktep de biomasse solide sont consommés dans la production de chaleur et de froid. Cette part devrait atteindre 15900 ktep en 2020 pour atteindre l'objectif européen du paquet climat-énergie "20% d'énergie renouvelable en 2020" (Cf. introduction, p. 7). De même, la consommation de biocarburants de 403 ktep en 2005 devrait atteindre 3500 ktep en 2020. La filière bois-énergie se développe également dans le secteur de l'électricité, mais dans de moindres proportions. La France a

principalement recours à l'énergie hydraulique pour accroître sa consommation d'énergie renouvelable dans ce secteur. Néanmoins, la filière bois-énergie devrait atteindre 1477 ktep en 2020 contre seulement 320 ktep en 2005 (Commissariat général du développement durable, 2011).

Les quatre scénarios mis en oeuvre pour atteindre le Facteur 4 dans le secteur énergétique sont les suivants :

- S1 : Une taxe carbone dont les revenus sont reversés forfaitairement aux ménages.
- S2 : Un instrument hybride dont les revenus sont reversés forfaitairement aux ménages.
- S3 : Une taxe carbone dont les revenus sont recyclés sous forme de subvention à la BCSC.
- S4 : Une subvention à la capture des émissions issues de ressources fossiles et de la biomasse prélevée sur le budget des ménages.

La taxe carbone est à nouveau simulée (S1) pour pouvoir comparer les autres instruments à cette dernière sur la même base. En effet, dans ces simulations, l'objectif environnemental de long terme est fixé de manière exogène et les taux des instruments sont calculés de manière endogène par le modèle (Cf. section 5.1.2, p. 229). Ainsi, le taux de taxe est quasiment nul sur les premières périodes et s'accroît brutalement à la date où la contrainte environnementale est mise en place.<sup>8</sup> Le taux de long terme de la taxe est identique à la simulation précédente (taxe Facteur4-CCE, tableau 5.14), cependant le niveau de dommage, d'utilité et de bien-être est différent car la trajectoire de la taxe diverge.

Les tableaux (5.15 et 5.16) présentent les résultats.

Tout d'abord, la taxe carbone dont les revenus sont recyclés sous forme de subvention à la BCSC est l'instrument le moins coûteux pour atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie. Le bien-être économique baisse seulement de 0,0006%. Le taux de taxe de long

---

<sup>8</sup>La contrainte environnementale est mise en place en 2100 afin d'aider le modèle à converger vers un nouvel état stationnaire. Ce dernier est atteint d'ici 2130.

terme étant seulement de 67 €/tCO<sub>2</sub>, la demande d'énergie fossile diminue moins que dans les autres scénarios. Il en résulte une baisse de la demande d'énergie secondaire de seulement 0,4%. L'activité économique est préservée. L'output décroît de 0,049% contre 0,169% dans le scénario S1. Ce scénario développe très largement la BCSC (96% des émissions sont capturées dans le long terme).

Ensuite, la subvention à la capture des émissions (S4) qui était l'instrument le moins coûteux dans la première section (Cf. section 5.1.2, p. 245) s'avère plus coûteux que le scénario S3 dans ces nouvelles simulations. En effet, le graphique (5.11, p. 246) montrait déjà que le coût de cet instrument augmentait avec le niveau de réduction des émissions. Ce résultat est confirmé ici, la réduction des émissions de 75% pèse sur le budget des ménages.

Enfin, l'instrument hybride est plus économiquement efficace que la taxe carbone car elle incite au développement de la BCSC.

TAB. 5.15 – Part des émissions capturées grâce à la CSC et à la BCSC (en pourcentage)

	S1	S2	S3	S4
CSC	40%	35%	24%	75%
BCSC	0%	28%	96%	59%

TAB. 5.16 – Résultats section 5.2.2

Variation en pourcentage par rapport à la situation de référence				
Variables	S1 $\tau^c = 113^*$	S2 $\tau^c = s^{BCSC}$ = 97	S3 $\tau^c = 67$ $s^{BCSC} = 335$	S4 $s^{CSC} = s^{BCSC}$ = 205
<b>Environnement</b>				
Stock de carbone (X)	-1,561	-1,561	-1,562	-1,562
Domage (DS)	-3,112	-3,112	-3,114	-3,114
Emissions totales (Etot)	-75	-75	-75	-75
Emissions fossile (EF)	-57,067	-51,891	-38,779	47,098
Emissions biomasse (EB)	0,521	0,519	0,959	-0,116
<b>Firmes</b>				
Demande de biomasse (YBD)	0,521	0,519	0,959	-0,116
Demande d'énergie fossile (YFD)	-57,067	-51,891	-38,779	47,098
Demande d'énergie secondaire (YED)	-1,669	-1,447	-0,485	1,374
Demande de bien final (YC)	-0,169	-0,146	-0,049	0,137
Consommation intermédiaire fossile (QF)	-87,922	-83,947	-70,674	162,433
Consommation intermédiaire biomasse (QB)	1,309	1,302	2,415	-0,291
Investissement (I)	-0,169	-0,146	-0,049	0,137
Demande de capital (KD)	-0,169	-0,146	-0,049	0,137
<b>Consommateur</b>				
Epargne (S)	-0,169	-0,146	-0,049	0,137
Consommation finale (C)	-0,113	-0,094	-0,049	-0,047
<b>Prix</b>				
Prix biomasse (PBTTTC)	0,783	0,655	-0,043	-0,730
Prix fossile (PFTTC)	33,827	28,679	18,094	-12,748
Prix énergie secondaire (PE)	1,526	1,319	0,438	-1,219
Prix terre (PT)	1,309	1,302	2,415	-0,291
Salaire (w)	-0,169	-0,146	0,049	0,137
Taux d'intérêt (r)	ns**	ns	ns	ns
Prix ressource carbone (PR)	-87,922	-89,947	-70,674	162,433
<b>Bien-être</b>				
Bien-être économique U(C)***	-0,00139	-0,00115	-0,00065	-0,00101
Bien-être global (Bè)	0,02008	0,02055	0,02148	0,02093

\*Les taux des instruments sont les valeurs de long terme (état stationnaire)

\*\*Le taux d'intérêt varie uniquement et faiblement lors de la période transitoire.

\*\*\*Le bien-être économique est la somme actualisée de l'utilité de la consommation sur la période étudiée. Le bien-être global est la somme actualisée de (U(C)-D(S)).

### 5.3 Conclusion

Ce chapitre évalue la mise en place d'une taxe carbone mondiale et nationale (contribution climat-énergie) et compare l'efficacité-économique d'une panoplie d'instruments de marché capable d'inciter la CSC et la BCSC à se développer.

Dans un premier temps, les instruments sont étudiés au niveau international.

Une politique commune fondée sur un prix unique du carbone est supposée. Deux scénarios d'évolution du prix du carbone permettant de maintenir le niveau de concentration atmosphérique à 450 ppm et 550 ppm sont simulés. Nous avons étudié une taxe carbone seule et un instrument hybride (combinaison d'une taxe carbone et d'une subvention à la BCSC).

Lorsque la politique environnementale est contraignante (450 ppm), la mise en place de l'instrument hybride permet de développer très largement la CSC et la BCSC. En 2050, 90% des émissions fossiles et 65% des émissions biomasse sont capturées. Ce scénario engendre un puits de carbone (les émissions totales diminuent de 106%). L'instrument hybride permet d'accroître le bien-être par rapport à la taxe carbone seule. En effet, l'impact sur la consommation est quasiment identique dans les deux scénarios, cependant le dommage environnemental est amplement réduit quand la BCSC est développée.

Par la suite, nous avons comparé *l'efficacité économique et technologique* de plusieurs instruments pour atteindre un niveau de réduction d'émissions fixé par l'Autorité Environnementale.

Seuls trois types d'instruments sont capables d'inciter au développement de la CSC et de la BCSC : la subvention aux émissions capturées, l'instrument hybride et la taxe carbone dont les revenus permettent de subventionner la BCSC. Sous la contrainte environnementale des 20%, le dernier instrument conduit à un développement conséquent de la BCSC (65% des émissions issues de la biomasse sont capturées).

Pour atteindre l'objectif de réduction de 20% des émissions, les résultats montrent que la

subvention à la capture des émissions d'origine fossile et biomasse est l'instrument le moins coûteux. Cependant, l'inconvénient majeur de cet instrument est d'accroître l'extraction et l'utilisation d'énergie fossile. De plus, pour des niveaux de réduction d'émissions plus ambitieux, la subvention devient aussi coûteuse que la taxe carbone dont les revenus sont recyclés pour subventionner la BCSC. Ce résultat est confirmé dans l'étude française dans laquelle l'objectif de réduction est de 75%.

Si l'Autorité Environnementale décide de conduire une politique de taxation environnementale il est alors moins coûteux de mettre en place une taxe carbone et d'affecter ses revenus à la subvention de la BCSC que d'introduire un instrument hybride.

Dans un second temps, l'étude des instruments est appliquée au cas français. La France s'est fixée comme objectif de diviser par quatre ses émissions de GES d'ici 2050 par rapport à 1990.

Dans le cadre du Grenelle de l'environnement, l'étude évalue tout d'abord la mise en place d'une contribution climat-énergie, telle qu'elle a été envisagée par la conférence des experts en 2009. Cette taxe basée sur les recommandations du rapport du CAS (2009) s'applique aux installations non soumises au marché européen des permis négociables. Ainsi, l'articulation des deux systèmes de prix est simulée dans le modèle.

Les résultats montrent que le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie ne peut être atteint avec ce système. En effet, ce secteur est assujéti au marché des permis à hauteur de 90% et le prix émanant de la confrontation entre l'offre et la demande est insuffisant pour modifier les comportements des pollueurs et développer suffisamment la CSC.

Ensuite, nous proposons d'instaurer un système qui respecte le principe d'unicité du prix du carbone dont le prix est plus élevé que sur le marché des permis. Les scénarios introduits dans le modèle sont ceux recommandés par le CAS (2009).

Ces scénarios de prix incitent au développement de la CSC et engendrent donc de très larges réductions d'émissions dans le secteur de l'énergie (baisse de plus de 90%). Le bilan environnemental va bien au-delà du Facteur 4, ce qui affecte négativement l'activité

économique. Un nouveau scénario moins ambitieux est proposé afin de préserver l'activité économique, il consiste à se fixer un objectif strict de Facteur 4 dans ce secteur.

Enfin, les instruments les moins coûteux qui permettent également de développer la BCSC sont étudiés dans le cas français.

Les résultats au niveau international sont confirmés au niveau français. Pour atteindre le Facteur 4, la taxe carbone dont les revenus sont utilisés pour subventionner la BCSC est l'instrument le plus efficace économiquement.

## Bibliographie

Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., & Tasios, N. (2008). Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables, disponible en ligne : [http://ec.europa.eu/clima/documentation/package/docs/analysis\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/documentation/package/docs/analysis_en.pdf)

CAS (Centre d'analyse stratégique), (2009). *La valeur tutélaire du carbone*, Rapport du groupe présidé par Alain Quinet, rapporteur général Luc Baumstark, La Documentation française, Paris.

Commissariat général du développement durable, (2010). CO<sub>2</sub> et activités économiques de la France : tendances 1990-2007 et facteurs d'évolution, *Etudes et Documents* n°27.

Commissariat général du développement durable, (2011). Bilan énergétique de la France pour 2010, service de l'observation et des statistiques, disponible en ligne : [www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr](http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr)

Commission européenne (2008). Impact assessment "the Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020", disponible en ligne :

[http://ec.europa.eu/energy/climate\\_actions/doc/2008\\_res\\_ia\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_ia_en.pdf)

Goulder, L., Parry, I. W., & Burtraw, D. (1998). The Cost-Effectiveness of Alternative Instruments for Environmental Protection in a Second-Best Setting, *Discussion paper 98-22 Resources for the future*.

Rocard, M. (2009). *Rapport de la conférence des experts et de la table ronde sur la contribution Climat et Énergie*.

Schubert, K. (2009). *Pour la taxe carbone, la politique économique face à la menace climatique*, Rue d'Ulm/Presses de l'École normale supérieure, Paris.

*Base de données accessibles en ligne :*

Citepa (2010)

<http://www.citepa.org/publications/Inventaires.htm>

IREP (2011)

<http://www.irep.ecologie.gouv.fr/IREP/index.php>

Bluenext (2011)

<http://www.bluenext.eu/>



# Conclusion générale

La demande mondiale d'énergie demeure en forte croissance. Elle devrait augmenter de 40% d'ici 2030. Cette situation énergétique continuera à être dominée par les combustibles fossiles qui représentent aujourd'hui plus de 80% de l'approvisionnement énergétique total. Il en résulte un accroissement des rejets de gaz à effet de serre, facteur de réchauffement du climat. Si l'amélioration de l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables sont d'une importance cruciale, elles ne suffiront pas à résoudre le problème climatique. Ainsi, le développement de la capture et du stockage géologique du carbone (CSC) permettrait de réduire significativement les émissions de CO<sub>2</sub> et faciliterait la transition vers un système énergétique plus durable. De plus, son application aux secteurs des bioénergies (BCSC) a l'avantage d'engendrer des émissions négatives nettes tout en produisant des substituts énergétiques aux énergies fossiles. Afin de maintenir l'élévation des températures en dessous du seuil critique des 2°C, ces deux procédés devront faire partie de l'éventail des mesures de réduction d'émissions.

Ce travail de thèse consacré à l'évaluation économique de la BCSC a permis de déterminer son potentiel économique et environnemental mais également d'identifier et de comparer les instruments économiques capables d'inciter à son développement. A l'issue de cette thèse, les principaux résultats qui émergent sont résumés en deux parties : les résultats sur le potentiel économique et environnemental de la technologie de BCSC et les résultats issus du modèle d'équilibre général calculable.

– **Les principaux résultats de la première partie :**

La première partie de cette thèse est consacrée à l'analyse du potentiel économique et environnemental de la BCSC.

Deux applications industrielles de la BCSC sont étudiées dans le premier et le second chapitre : l'application à la production de bioéthanol et d'électricité.

La production de bioéthanol qui est actuellement en pleine expansion constitue une filière privilégiée pour le développement de la CSC. Le CO<sub>2</sub> produit lors de la fermentation des sucres étant quasiment pur, sa capture peut s'effectuer à moindre coût (Lindfelt, 2008, 2009). Compte tenu des faibles coûts de ce procédé, l'étude de Möllersten *et al.* (2003) montre que l'éthanol de canne à sucre constitue un marché de niche pour un développement rapide de la CSC. Contrairement aux autres biocarburants de première génération, l'éthanol de canne à sucre engendre de très larges réductions d'émissions de GES. Cependant, en France et en Europe le bioéthanol est en grande partie produit à partir de betterave sucrière. Nous avons donc choisi un cas d'étude réel de production de bioéthanol de betterave en France pour analyser la mise en place d'une chaîne CSC.

Grâce à un bilan carbone-énergétique, nous avons montré qu'il est possible d'obtenir un biocarburant dont le contenu en carbone est négatif quand les émissions issues de la fermentation et de la chaudière à gaz sont capturées. Toutefois, l'étude révèle qu'il n'est pas économiquement rentable de capturer sur ces deux sources d'émissions. Les coûts liés à l'étape de la capture sur la chaudière à gaz sont trop élevés. Une capture partielle des émissions (capture sur la fermentation uniquement) est donc préconisée. De plus, les résultats obtenus montrent que la taille de l'usine joue un rôle conséquent sur la rentabilité d'un projet de BCSC. Pour les trois scénarios de prix du carbone envisagés (CAS, 2009), le projet BCSC devient économiquement rentable lorsque les émissions issues de la fermentation de deux usines sont regroupées pour être stockées. Les bénéfices associés à ce type de projet proviennent uniquement de la valorisation de la tonne de CO<sub>2</sub>. Ainsi, les chapitres 3, 4 et 5 traitent particulièrement la question des incitations économiques.

Une analyse du potentiel global et régional de la CSC et de la BCSC dans le secteur électrique a été conduite dans le chapitre 2. Selon l'Agence Internationale de l'Energie (2008), ce secteur, composé de larges sources d'émissions fixes, constitue un secteur clé pour le développement de la CSC. La littérature étudie principalement les impacts sur la CSC de la mise en œuvre d'un objectif global de réduction des émissions (Azar *et al.*, 2006, 2010; Luckow *et al.*, 2010; van Vuuren *et al.*, 2007). Dans ce chapitre nous avons souhaité enrichir cette littérature avec une étude régionale en utilisant un modèle *bottom-up* de prospective énergétique TIAM-FR. La politique climatique optimale serait, en effet, identique à tous les pays et menée au niveau international. Cependant, la réalité est beaucoup plus complexe. Il est alors difficile de croire que les négociations internationales aboutiront à cette solution optimale. Ainsi, après avoir intégré plusieurs technologies de combustion directe et de co-combustion de la biomasse dans le modèle TIAM-FR, l'étude évalue régionalement les conséquences des engagements pris par les pays à Copenhague sur l'évolution du mix électrique et le développement des technologies de CSC.

Les engagements pris par les pays industrialisés en termes de réduction des émissions et par la Chine et l'Inde en termes de réduction de leur intensité carbone sont insuffisants pour respecter l'objectif global des 2°C. Les résultats suggèrent que les pays en développement participent également à l'effort de réduction des émissions, d'une part, et que l'Inde et la Chine s'engagent dès 2020 à poursuivre des objectifs fondés davantage sur la réduction des émissions en valeur absolue plutôt que sur l'intensité carbone, d'autre part.

Le scénario de politique environnementale qui consiste à ne pas dépasser l'objectif global des 2°C engendre d'importantes substitutions des énergies fossiles par les ressources renouvelables ainsi qu'un large déploiement des technologies de CSC et de BCSC. En 2050, les résultats montrent que 30% de la production d'électricité est équipée d'une technologie de capture et du stockage du carbone. De plus, la sévérité de la contrainte environnementale stimule plus largement la BCSC que la CSC sur les ressources fossiles. Ainsi, 70% de la CSC développée s'applique à des centrales fonctionnant uniquement à la biomasse. Tandis

que la CSC sur les centrales utilisant du charbon est développée à plus de 70% en Chine, la BCSC est mieux répartie sur l'ensemble des régions étudiées. Ces projections reposent sur des scénarios regroupant les évolutions démographiques et économiques qui comprennent des incertitudes. Notre étude ne vise donc pas à prédire l'avenir mais plutôt à indiquer les tendances qui permettent de guider la réflexion sur les politiques environnementales et le rôle des technologies de CSC.

La possibilité de capturer le CO<sub>2</sub> d'origine fossile et biomasse émis par les installations industrielles semble être une nécessité si les Etats veulent respecter l'objectif global des 2°C.

A l'heure actuelle, les coûts de la filière BCSC estimés dans le chapitre 1 et 2 sont encore élevés même si des optimisations techniques sont possibles à terme. Le développement de la CSC à grande échelle ne sera possible qu'en présence d'une politique de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> accompagnée d'incitations économiques. En effet, sans incitations économiques claires et crédibles, les industriels ne s'engageront pas dans cette voie de réduction des émissions.

Ainsi, les instruments économiques à mettre en œuvre pour faciliter l'adoption de ces technologies ont été étudiés dans le chapitre 3. Notre réflexion a porté sur les limites de certains instruments à développer la BCSC. En effet, la technologie de BCSC est une technologie singulière. Les émissions issues de la biomasse étant supposées neutres en carbone, l'ajout d'une chaîne CSC engendre donc des émissions négatives. Les instruments classiques de la politique environnementale doivent ainsi veiller à subventionner cette externalité positive.

Grâce à une analyse qualitative des instruments, l'étude montre tout d'abord que lorsque le régulateur décide de conduire une politique de taxation environnementale, l'assiette de la taxe doit porter sur les émissions de CO<sub>2</sub> afin de faciliter le développement de la CSC à partir d'énergie fossile. Une taxe sur l'utilisation de la ressource fossile n'incite

aucunement le développement de cette technologie. La taxe sur les émissions, en fixant un coût marginal aux émissions, incite le pollueur à utiliser la CSC tant que son coût marginal d'utilisation est inférieur au taux de la taxe. Cependant, la taxe sur les émissions n'offre pas d'incitation au développement de la BCSC de part sa singularité. Le seul instrument capable de promouvoir la BCSC est une subvention à la capture des émissions issues de la biomasse. Afin d'utiliser un instrument unique pour développer la CSC à partir des deux ressources, nous avons proposé d'introduire un instrument hybride. Cet outil est une combinaison d'une taxe sur les émissions et d'une subvention à la capture de celles d'origine biomasse. Ainsi, le pollueur paie la taxe sur chaque unité d'émission d'origine fossile non capturée et se voit reverser une subvention (au même taux que la taxe) pour chaque unité d'émission d'origine biomasse capturée. Ensuite, une subvention à la réduction des émissions grâce à une technologie de CSC pourrait développer ces technologies dans la mesure où elle ne fait pas de distinction sur la provenance des émissions. Enfin, l'étude montre qu'une norme contraignant les industries à s'équiper d'une technologie de CSC pourrait être instaurée. Néanmoins, nous soulignons que ce type de norme est économiquement coûteux et qu'il est peu envisageable de l'appliquer aux installations de biomasse qui sont déjà respectueuses de l'environnement.

L'analyse de la directive relative au fonctionnement du marché européen des permis négociables révèle que les instances européennes n'ont pas considéré la technologie de BCSC. Dans le cadre de mise aux enchères des permis à partir de 2013, nous avons donc proposé d'en allouer certains gratuitement aux installations de biomasse désirant ajouter une technologie de CSC à leur production.

#### – Les principaux résultats de la seconde partie :

La seconde partie de la thèse est consacrée à la modélisation en équilibre général et à l'évaluation des politiques environnementales.

Les instruments développés dans le chapitre 3 et les technologies de CSC ont été in-

tégrés dans le modèle d'équilibre général calculable (MEGC) développé dans le chapitre 4. Nous avons choisi de recourir à un MEGC car cet outil est particulièrement adapté à l'évaluation quantitative de la mise en œuvre des politiques environnementales. Ainsi, il permet de comparer l'efficacité-économique des instruments étudiés précédemment. Les étapes de la construction du modèle sont présentées dans le chapitre 4 : élaboration du modèle théorique, collecte des données et calibrage des paramètres. Les simulations des politiques environnementales sont réalisées dans le chapitre 5.

Deux niveaux de gouvernance ont été étudiés pour évaluer les politiques environnementales : le niveau international et le niveau français. Le second chapitre a montré que la CSC avait un rôle important à jouer dans le secteur de l'électricité des pays bien dotés en charbon tels que la Chine. La France, quant à elle, n'a que très faiblement recours aux énergies fossiles pour produire son électricité. Ce constat laisse penser au peu d'intérêt de l'utilisation de la CSC dans ce pays. Nous montrons cependant qu'il existe un potentiel de capture et de stockage des émissions issues des centrales thermiques fonctionnant au charbon et au gaz ainsi que des émissions issues de la transformation de la biomasse. En effet, la France exploite dynamiquement la filière biomasse pour la production de biocarburants et de chaleur. Ainsi, le chapitre 5 a évalué quantitativement les effets des politiques environnementales pour ces deux niveaux de gouvernance. Au niveau international, la politique environnementale est supposée commune à tous les pays et gérée par une Autorité environnementale supranationale. En France, le gouvernement met en place des instruments économiques pour atteindre l'objectif du Facteur 4 en 2050.

La démarche a consisté d'une part, à évaluer les effets économiques et environnementaux de la mise en œuvre d'une politique climatique et d'autre part, à comparer l'efficacité économique de plusieurs instruments pour atteindre un objectif environnemental fixé de manière *ex ante*.

Au niveau international, une taxe carbone seule et un instrument hybride ont été ana-

lysés. Le taux et la trajectoire de la taxe proviennent des recommandations du CAS (2009). Les résultats montrent que l'instrument hybride permet de développer très largement la BCSC et la CSC quand la politique environnementale est ambitieuse. Il en résulte des émissions négatives dans le secteur de l'énergie. Le bien-être global est plus élevé quand l'instrument hybride est mis en œuvre par rapport à la taxe carbone seule car le développement de la BCSC réduit le dommage sans pour autant affecter la consommation.

Au niveau français, la contribution climat-énergie (CCE) envisagée dans le cadre du Grenelle de l'environnement a été évaluée. Elle s'applique aux installations non soumises au marché européen des permis. Ainsi, la politique étudiée fait coexister le prix qui émane du marché des permis pour 90% des installations étudiées et le prix de la CCE (recommandations du CAS, 2009) pour les 10% restants.

Nous montrons que cette politique ne permet pas d'atteindre le Facteur 4 dans le secteur de l'énergie car le prix sur le marché européen est trop faible pour inciter au large développement de la CSC.

La mise en œuvre d'une contribution climat-énergie unique dont le taux et la trajectoire proviennent des recommandations du CAS engendre, quant à elle, des réductions d'émissions allant très au-delà du Facteur 4. Il en découle un ralentissement de l'activité économique. Ainsi, nous avons proposé une nouvelle taxe moins contraignante afin de préserver l'activité économique.

Une panoplie d'instruments (taxe carbone, taxe fossile, subvention à la biomasse, instrument hybride, subvention à la CSC et à la BCSC) ont également été comparés pour atteindre un objectif de réduction des émissions issues du secteur énergétique de 20% au niveau mondial et de 75% au niveau français (Facteur 4).

Les résultats obtenus suggèrent que les instruments les plus économiquement efficaces sont ceux qui permettent également de développer la CSC et la BCSC : la subvention unique à la CSC et à la BCSC prélevée sur les ménages, la taxe carbone dont les revenus sont utilisés pour subventionner la BCSC et l'instrument hybride dont les revenus sont reversés

forfaitairement aux ménages. Ces instruments offrent au producteur d'énergie secondaire deux nouveaux canaux de dépollution. Pour atteindre l'objectif environnemental fixé de manière *ex ante*, la subvention à la BCSC permet de réduire le taux de la taxe carbone. Cela infléchi la contrainte environnementale et relance l'activité économique.

Pour une faible réduction des émissions (20%), la subvention à la CSC et à la BCSC est l'instrument le moins coûteux. Cependant, elle a l'inconvénient d'accroître l'extraction et l'utilisation de la ressource fossile. Lorsque l'objectif de réduction est plus contraignant, la taxe carbone dont les revenus sont reversés sous forme de subvention à la BCSC devient l'instrument le moins coûteux car la subvention pèse sur le budget des ménages.

Cette thèse a permis de démontrer le rôle important que pouvaient jouer les technologies de capture et de stockage géologique du carbone dans la lutte contre le changement climatique. En se concentrant sur l'application novatrice de cette technologie à la biomasse, ce travail confirme qu'il est possible de produire de l'énergie dont le bilan carbone net est négatif. Néanmoins, le développement de ces technologies s'avérant coûteux, il était nécessaire d'étudier les incitations économiques à mettre en œuvre pour stimuler leur déploiement. La comparaison d'une large variété d'instruments de politique environnementale révèle qu'il est toujours moins coûteux, en termes de bien-être économique, d'utiliser les instruments qui sont également capables de promouvoir l'adoption des technologies de CSC et de BCSC.

## Bibliographie

Azar, C., Lindgren, K., Larson, E., & Möllersten, K. (2006). Carbon capture and storage from fossil fuels and biomass-costs and potential role in stabilizing the atmosphere, *Climatic Change*, vol. 74, n°1-3, pp. 47-49.

Azar, C., Lindgren, K., Obersteiner, M., Riahi, K., van Vuuren, D., Michel, K., *et al.* (2010). The feasibility of low CO<sub>2</sub> concentration targets and the role of bio-energy with carbon capture and storage (BECCS), *Climatic Change*, vol. 100, n°1, pp. 195-202.

CAS (Centre d'Analyse Stratégique). (2009). *La valeur tutélaire du carbone*, Rapport du groupe présidé par Alain Quinet, rapporteur général Luc Baumstark, La documentation française, Paris.

IEA. (2008). *CO<sub>2</sub> capture and storage : A Key Abatement Option*, IEA/OECD, Paris.

Lindfeldt, E., & Westermark, M. (2009). Biofuel production with CCS as a strategy for creating a CO<sub>2</sub>-neutral road transport sector, *Energy Procedia*, vol. 1, pp. 4111-4118.

Lindfeldt, E., & Westermark, M. (2008). System study of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) capture in bio-based motor fuel production, *Energy*, vol. 33, n°2, pp. 352-361.

Luckow, P., Wise, M., Dooley, J.J., & Kim, S. (2010). Large-scale utilization of biomass energy and carbon dioxide capture and storage in the transport and electricity sectors under stringent CO<sub>2</sub> concentration limit scenarios, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, pp. 865-877.

Möllersten, K., Yan, J., & 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*, vol. 25, n°3, pp. 273-285.

van Vuuren, D., Den Elzen, M., Lucas, P., Eickhout, B., Strengers, B., Van Ruijven, B., *et al.* (2007). Stabilizing greenhouse gas concentrations at low levels : an assessment of reduction strategies and costs, *Climatic Change*, vol. 81, pp. 119-159.



Olivia RICCI

## Capture et stockage géologique du CO<sub>2</sub> à partir de biomasse : quelles perspectives économiques ?

### Résumé

Dans un contexte de croissance effrénée de la demande mondiale d'énergie et de pression environnementale pour lutter contre le réchauffement climatique, cette thèse étudie une des technologies envisagées pour réduire les émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) : la capture et le stockage géologique du carbone (CSC). Nous étudions principalement l'application de cette technologie à la production des bioénergies (BCSC) car ce procédé permet d'épurer l'atmosphère tout en fournissant un substitut énergétique non polluant aux énergies fossiles. La première partie de ce travail analyse le potentiel économique et environnemental de la technologie de BCSC. Tout d'abord, une évaluation économique et environnementale de la BCSC dans le secteur de la production de bioéthanol en France est conduite. Ensuite, grâce à un modèle *bottom-up* d'optimisation TIAM-FR, nous étudions le potentiel global et régional de cette technologie dans le secteur de l'électricité. Enfin, les incitations économiques à mettre en place pour assurer son développement sont mises en évidence. Dans la deuxième partie, un modèle d'équilibre général calculable est utilisé pour évaluer les politiques environnementales. Nous construisons le modèle théorique en introduisant les technologies de CSC et de BCSC ainsi qu'une large variété d'instruments économiques. Le modèle est ensuite calibré pour comparer l'efficacité économique des instruments de politique environnementale à un niveau mondial et à un niveau français.

**Mots clés :** capture et stockage géologique du carbone, biomasse, bioéthanol, modèle d'équilibre général calculable, instruments économiques, évaluation des politiques environnementales

### Biomass CO<sub>2</sub> capture and geological storage: what is the economic outlook ?

### Abstract

In a context of unbridled growth of global energy demand and environmental pressure in the fight against global warming, this thesis studies one of the proposed technologies to reduce carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions: carbon capture and geological storage (CCS). We therefore consider the application of this technology to the production of bioenergies (BCCS) because this technology allows purifying the atmosphere while providing a clean energy alternative to fossil fuels. The first part of this work analyzes the economic and environmental potential of BCCS. First, an economic and environmental assessment of BCCS in the bioethanol production in France is conducted. Then, using the *bottom-up* optimization model TIAM-FR, we study the global and regional potential of this technology in the electricity sector. Finally, the economic incentives that need to be provided to ensure BCCS deployment are highlighted. In the second part, a general equilibrium model is used to evaluate environmental policies. We construct the theoretical model by introducing the CCS and BCCS as well as a wide range of economic instruments. The model is then calibrated to compare the effectiveness of environmental policy instruments at a global level and at a French level.

**Keywords:** carbon capture and storage, biomass, bioethanol, computable general equilibrium model, economic instruments, environmental policy evaluation

Laboratoire d'Economie d'Orléans (LEO), UMR6221, Faculté de Droit, d'Economie et de Gestion,  
Rue de Blois – BP 6739 – 45067 Orléans Cedex 2