

TD
182
R46

42184321

2-1C-1 **ÉLABORATION D'UNE STRATÉGIE EN VUE DU
CAPTAGE ET DU STOCKAGE DU CO₂ AU CANADA**

Préparé pour :

Bill Reynen
Sous-Chef, Secteur amont de l'industrie pétrolière et gazifère
Direction du pétrole, du gaz et de l'énergie
Environnement Canada
Gatineau (Québec) K1A 0H3

Préparé par :

Dr David Keith
Department of Engineering and Public Policy
Carnegie Mellon University
129 Baker Hall
Pittsburgh, PA 15213-3890, É.-U.
Téléphone : (412) 268-2678
Courriel : keith@cmu.edu

Le présent rapport a été préparé par le consultant en Janvier 2002

Remerciements

Les personnes suivantes ont contribué à la rédaction du présent document : Bill Gunter, Rick Hyndman, Anthony Keith, Nick Macaluso, Tom McCann, Ted Parson et Bill Reynen.

Avertissement

Le présent rapport est distribué à des fins d'information seulement et ne représente pas nécessairement l'opinion du gouvernement du Canada; il n'a pas non plus pour but d'approuver un produit commercial ou une personne. Le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires, ses employés ou ses agents ne se portent pas garants du présent document et n'assument aucune responsabilité à cet égard.

Résumé

La possibilité d'utiliser des technologies de captage et de stockage du CO₂ (CSC) pour réaliser d'importantes réductions dans les émissions des centrales électriques est récemment devenue un élément saillant de la politique canadienne concernant le climat. Je préconise une démarche prudente. Bien qu'il y ait de bonnes raisons de croire que le CSC permettra éventuellement de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ produites par les centrales électriques et d'autres secteurs de l'économie, il serait contre-indiqué, à une exception près, d'appliquer à fond le principe du CSC pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto (de 2008 à 2012). Il serait peu sage pour le gouvernement de rendre obligatoire la mise en application de ces technologies parce que la rapidité d'exécution ferait augmenter les coûts et que d'importants problèmes liés aux risques, à la réglementation et à la perception publique du CSC ne sont pas encore résolus.

L'exception mentionnée ci-dessus a trait au secteur du pétrole et du gaz, où il est possible d'utiliser le CSC pour réaliser d'importantes réductions dans les émissions compte tenu du délai spécifié dans le Protocole de Kyoto. Le coût du captage du CO₂ et de son injection dans des réservoirs géologiques dépend fortement de l'intensité et de la pureté du flux de CO₂. Dans les sources dues à la combustion, les concentrations de CO₂ varient entre 5 et 15 %; pour ces flux dilués, le coût du captage du CO₂ est supérieur à celui du stockage. Le coût du captage est plus faible dans le cas des sources autres que la combustion, et il peut être nul lorsqu'il s'agit de sources de CO₂ pratiquement pur à haute pression. Au Canada, les plus importantes sources de CO₂ autres que la combustion sont le traitement du gaz naturel et la production d'hydrogène (H₂) pour le raffinage du pétrole.

Le gaz naturel brut contient des quantités importantes de CO₂, dont la plus grande partie est éliminée dans des usines de traitement avant que le gaz soit distribué aux consommateurs. Le CO₂ présent dans le gaz naturel (CO₂-GN) est maintenant injecté en partie dans des réservoirs géologiques de stockage à la suite du traitement du gaz corrosif. Ce procédé permet d'obtenir une bonne expérience pratique du stockage du CO₂ et est une des connaissances techniques que possède le Canada. Cette technologie pourrait être développée de façon à capter à peu de frais un important pourcentage du CO₂-GN. La quantité totale de CO₂ ainsi produite s'élève à environ 9 Mt/an. Si la production de gaz augmentait tel que prévu, la quantité de CO₂ produite serait d'au moins 13 Mt/an d'ici 2010, ce qui équivaut à 2,4 % des émissions canadiennes de CO₂.

La valorisation du bitume brut extrait des sables bitumineux afin de produire du pétrole synthétique nécessite de grandes quantités d'hydrogène. Presque tout cet hydrogène est produit à partir du gaz naturel au moyen d'un procédé pouvant fournir un flux de CO₂ presque pur contenant la plus grande partie du carbone présent dans le flux initial de gaz naturel. Malheureusement, comme les fabriques d'hydrogène les plus modernes utilisent un procédé ne produisant pas de CO₂ pur, le captage du CO₂ nécessiterait la modification des fabriques actuellement projetées ou la modification après coup des fabriques déjà construites. La construction de fabriques d'hydrogène pour satisfaire aux demandes de valorisation du bitume en Alberta pourrait créer prochainement la plus importante concentration au monde de ces fabriques. La quantité de CO₂ pouvant provenir de la production d'hydrogène pourrait fort bien dépasser 10 Mt/an d'ici 2010.

Pour que le CSC joue un rôle important dans l'atténuation des émissions de CO₂, la capacité technologique est une condition nécessaire, mais insuffisante. Pour répondre à ses espérances, le CSC doit cesser d'être un assemblage de technologies individuelles et devenir un système technologique à grande échelle pour la gestion du carbone des combustibles fossiles. Un système de ce genre nécessiterait un ensemble de technologies reliées par un réseau d'institutions, de systèmes financiers et de règlements qui permettraient au public de le comprendre et de l'accepter.

Actuellement, l'incertitude liée à l'efficacité du stockage du CO₂, c'est-à-dire la durée de vie incertaine du CO₂ stocké, n'est étudiée par aucune des entités gouvernementales canadiennes, mais elle devrait l'être. Bien que la gestion des ressources géologiques relève des provinces, celle du CO₂ stocké pour éviter les émissions atmosphériques est de compétence fédérale parce qu'elle découle d'engagements internationaux visant à réduire les émissions. La position internationale concernant le stockage du CO₂ est vague. Même si le Protocole de Kyoto et les récentes conférences des Parties à Bonn et à Marrakech ont explicitement approuvé le stockage du CO₂, des questions cruciales se rapportant à l'incorporation du stockage de ce gaz aux règles comptables de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques restent à décider.

La difficulté que comporte la mise sur pied d'un système de réglementation du stockage du CO₂ n'est pas simplement due à l'incertitude technique liée à la prédiction de la durée de vie du CO₂ stocké, mais elle résulte aussi de l'incertitude des buts du stockage. La durée de vie médiane du CO₂ dans les installations de stockage devrait-elle être de 500 ou de 10 000 ans? Quel pourcentage d'échecs initiaux sommes-nous prêts à accepter? L'incertitude liée à la prédiction du devenir du CO₂ dans les réservoirs ne peut être éliminée. Le système de réglementation ne peut donc exiger que le risque soit nul. Le défi consiste à mettre sur pied un système de réglementation qui fonctionne en dépit de ces incertitudes.

Il ne faut pas attendre que la technologie permette une application à grande échelle pour commencer à établir une solide réglementation contextuelle en matière de stockage géologique. Les organismes de réglementation environnementale, l'industrie et les groupes écologiques doivent commencer à faire ensemble le point sur l'état de la réglementation et son orientation future, à relever les questions d'intérêt commun et à établir des compromis en cas de différend. Le gouvernement fédéral doit jouer un rôle de premier plan à cet égard.

Où qu'il soit introduit, le stockage du CO₂ susciterait certainement une controverse publique. Cette controverse naîtrait d'inquiétudes particulières au sujet de la sécurité du stockage et de préoccupations plus générales concernant la durabilité. Par contraste avec le secteur de l'électricité, l'introduction hâtive du CSC dans le secteur pétrolier et gazier ferait probablement porter le débat sur la sécurité et la durée du stockage du CO₂ plutôt que sur le choix entre l'énergie primaire fossile et non fossile. Bien que ces deux préoccupations soient justifiées, il y a plus de chances que le débat axé sur la première permette de résoudre les questions importantes ayant trait à l'acceptabilité des technologies de CSC.

Les mesures prises par le gouvernement pour encourager l'adoption de technologies de CSC dans le secteur du pétrole et du gaz pourraient permettre de réaliser, à faible coût, d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto tout en assurant la capacité institutionnelle et technologique nécessaire à l'utilisation généralisée du CSC à l'avenir. Plus précisément, je crois que les émissions de CO₂ pourraient être réduites,

comparativement au niveau actuel, d'environ 20 Mt/an à un coût moyen de 15 à 25 \$/t de CO₂¹. La croissance rapide du secteur pétrolier et gazier amoindrirait le coût de l'atténuation des émissions parce que le CSC pourrait se faire dans de nouvelles installations, où les coûts sont généralement moins élevés, plutôt que d'être ajouté aux systèmes existants, où les coûts sont plus considérables. Si les mesures à prendre étaient reportées, la possibilité de réduire les émissions à faible coût serait perdue en grande partie.

¹ À moins d'indication contraire, tous les montants d'argent mentionnés dans le présent rapport sont en dollars canadiens de 2000.

Table des matières

RÉSUMÉ.....	III
LISTE DES FIGURES.....	VII
ACRONYMES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS.....	VIII
1. INTRODUCTION.....	1
1.1 PORTÉE ET BUT DU RAPPORT	3
2. CAPTAGE ET STOCKAGE DU CO₂ AU CANADA : POSSIBILITÉ, TECHNOLOGIE ET COÛT	4
2.1 PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE	5
2.1.1 Rythme de mise en application	6
2.1.2 Coût de l'atténuation des émissions de CO ₂	7
2.2 PÉTROLE ET GAZ	9
2.2.1 CO ₂ présent dans le gaz naturel	10
2.2.2 CO ₂ lié à la production d'hydrogène	12
3. RISQUES ET RÉGLEMENTATION	14
3.1 RISQUES	15
3.1.1 Risques locaux.....	15
3.1.2 Incertitude liée à l'efficacité du stockage du CO ₂	16
3.2 RÉGLEMENTATION.....	16
4. RÉALISATION DU CAPTAGE ET DU STOCKAGE DU CO₂ AU CANADA	18
4.1 STRATÉGIE POUR LE SECTEUR PÉTROLIER ET GAZIER	18
4.1.1 Moyens d'action et instruments économiques	19
4.1.2 Nécessité de meilleures analyses des coûts.....	20
4.2 STRATÉGIE POUR LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	21
4.3 PROBLÈMES QUI SE RECOUPENT	22
4.3.1 Contrôle de plusieurs polluants	22
4.3.2 Changement technologique induit.....	24
4.3.3 Rôle du gouvernement fédéral dans la réglementation et la gestion du stockage du CO ₂	25
5. RÉSUMÉ : RÔLES À JOUER PAR ENVIRONNEMENT CANADA.....	26
6. BIBLIOGRAPHIE	27

Liste des figures

Figure 1. Le captage et le stockage du CO ₂ considérés comme un processus général d'utilisation des combustibles fossiles permettant de réduire au minimum les émissions atmosphériques de CO ₂	2
Figure 2. Coût de l'électricité en fonction des émissions de CO ₂ par unité de travail.	9
Figure 3. Schéma illustrant le système de traitement du gaz naturel.	10
Figure 4. Graphique de la distribution théorique de la durée du confinement dans un ensemble hypothétique de réservoirs de stockage.	18

Acronymes, abréviations et unités

AMP	Absorption modulée en pression
CCGN	cycle combiné au gaz naturel
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CO	monoxyde de carbone
CO ₂	dioxyde de carbone
CO ₂ -GN	CO ₂ présent dans le gaz naturel
CO ₂ -H ₂	CO ₂ lié à la production d'hydrogène
CP	charbon pulvérisé
CSC	captage et stockage du CO ₂
DGC/RSC	désulfuration des gaz de cheminée et réduction sélective catalytique
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
GES	gaz à effet de serre
GIEC	Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat
GN-CSC	centrale au gaz naturel avec CSC
Gt	gigatonne
H ₂	hydrogène
H ₂ S	sulfure d'hydrogène
IGA	injection de gaz acide
IGCC	gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné
kg-CO ₂	kilogramme de CO ₂
km	kilomètre
kPa	kilopascal
kt-CO ₂	kilotonne de CO ₂
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure
Mt	mégatonne
Mt-CO ₂	mégatonne de CO ₂
MWh	Mégawattheure
NO _x	oxydes d'azote
OENG	organisation environnementale non gouvernementale
P _{2,5}	Particules de diamètre égal ou inférieur à 2,5 microns
pi ³ (std)	pied cube standard
PIB	produit intérieur brut
ppmv	partie par million en volume
R-D	Recherche-développement
RAP	récupération assistée du pétrole
RMV	Reformage du méthane à la vapeur

SO ₂	dioxyde de soufre
SO _x	oxydes de soufre
TAM	Table de l'analyse et de la modélisation

1. Introduction

Le Canada s'apprête à prendre des mesures coûteuses en vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), surtout de CO₂. Il a pris des engagements internationaux visant à réduire les émissions en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et du Protocole de Kyoto, et dernièrement, le gouvernement fédéral a commencé à affecter d'importantes ressources à l'atténuation des émissions dans le cadre de programmes comme le Plan d'action 2000. Toutefois, la politique sur le climat n'en est qu'à son tout début, et des questions essentielles au sujet de l'importance, du calendrier et du caractère des mesures gouvernementales ne sont pas encore résolues. L'engagement financier actuel est beaucoup moins considérable que celui nécessaire à l'atteinte du but de l'accord de Kyoto, qui visait à réduire les émissions en moyenne à 94 % de leurs niveaux de 1990 pendant la période de 2008 à 2012. La mesure dans laquelle le public et le gouvernement appuient une initiative soutenue et coûteuse est au mieux incertaine. En outre, on s'entend peu au sujet des mesures à prendre pour réduire les émissions ou sur la répartition convenable du fardeau financier entre les divers secteurs de l'économie. L'incertitude est d'autant plus grande que les politiques internationales sur le climat sont ambiguës. Pour parler net, compte tenu des règles détaillées adoptées au sujet de l'échange des droits d'émissions de carbone et si l'on présume que les États-Unis continueront de s'abstenir, il est encore possible que les dispositions officielles du Protocole de Kyoto puissent être respectées à un coût très modeste et procurent peu d'avantages pour l'environnement [1].

On a cru pendant longtemps que des réductions dans les émissions de CO₂ seraient réalisées en utilisant l'énergie de façon plus efficace et en ayant recours à des sources non fossiles d'énergie primaire, comme l'énergie renouvelable ou nucléaire. Au cours de la dernière décennie, une nouvelle option a vu le jour : utiliser les combustibles fossiles en produisant le moins possible d'émissions atmosphériques de CO₂, c'est-à-dire en captant le carbone présent dans ces combustibles tout en créant des produits énergétiques sans carbone, comme l'électricité et l'hydrogène, et en stockant le CO₂ ainsi formé pour qu'il ne pénètre pas dans l'atmosphère (figure 1). Bien que bon nombre des composants technologiques nécessaires pour le captage et le stockage du CO₂ (CSC) existent actuellement sur une grande échelle, l'idée que le CSC pourrait jouer un rôle de premier plan dans notre avenir énergétique est en contradiction flagrante avec ce que l'on pensait récemment des réponses du système énergétique au problème climatique.

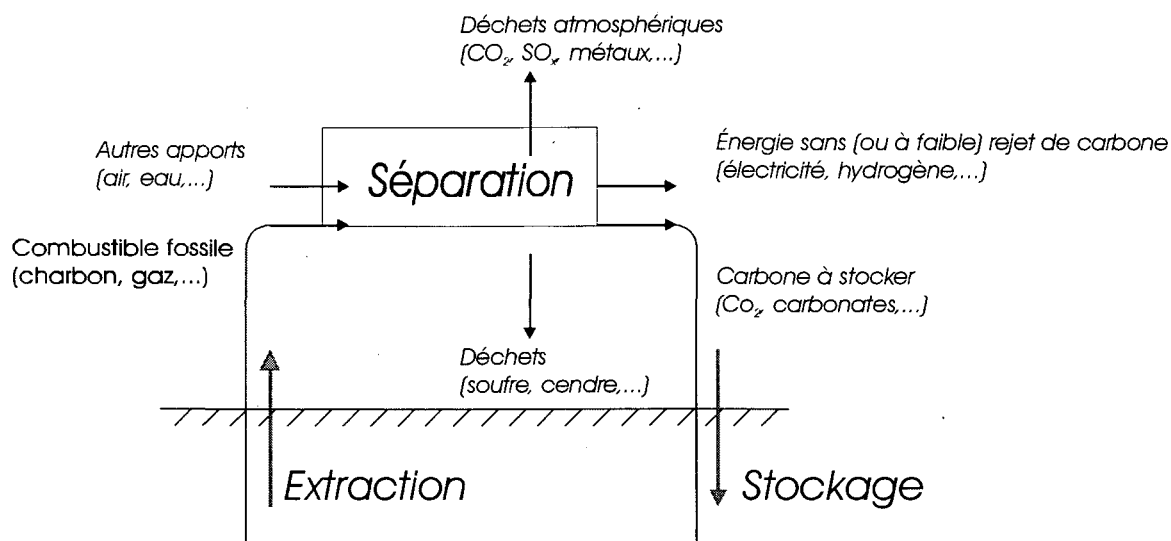


Figure 1. Le captage et le stockage du CO₂ considérés comme un processus général d'utilisation des combustibles fossiles permettant de réduire au minimum les émissions atmosphériques de CO₂.

Le CSC est le mieux décrit comme seulement l'un des éléments d'un vaste ensemble de technologies d'atténuation des GES, mais il peut néanmoins transformer les politiques concernant le problème que pose le CO₂ pour le climat. En diminuant le coût de l'atténuation des émissions, le CSC peut permettre de stabiliser les concentrations atmosphériques à un coût acceptable. En affaiblissant le lien entre l'énergie fossile et les émissions atmosphériques de CO₂, le CSC permet d'envisager pour le siècle prochain une économie mondiale axée sur les combustibles fossiles. En réduisant la gravité de la menace que la réduction des émissions pose pour les industries de l'énergie fossile et les pays où elle est abondante, le CSC peut atténuer les impasses où se trouvent actuellement les politiques nationale et internationale concernant le climat.

Toutefois, il n'existe pas de solutions magiques permettant de régler le problème que pose le CO₂ pour le climat. Toutes les sources actuelles d'énergie qui pourraient servir à réaliser d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ sont tellement dispendieuses que leur utilisation est peu pratique (l'énergie solaire) ou comportent d'importants problèmes d'environnement (l'énergie éolienne, l'énergie de la biomasse, le CSC et l'énergie nucléaire). En outre, les systèmes énergétiques mondiaux sont très hétérogènes, ce qui rend non plausible l'utilisation d'une seule technologie qui serait efficace partout. Enfin, l'histoire de la politique énergétique abonde en technologies dont ceux qui les préconisent disaient qu'elles étaient trop bon marché pour permettre d'en calculer le prix, mais qui ne sont plus utiles. Par conséquent, même si je suis optimiste au sujet du rôle potentiel du CSC dans l'atténuation des émissions de CO₂, je crois qu'il faut faire preuve de scepticisme. Étant donné que le CSC n'était même pas à l'ordre du jour de la politique énergétique il y a dix ans, il faut être prudent lorsqu'on fait des prédictions pour le siècle prochain.

1.1 Portée et but du rapport

Le présent rapport étudie la possibilité de réaliser le CSC au Canada au cours des 10 à 15 prochaines années. Au lieu de faire un examen complet du coût de l'atténuation des émissions de CO₂ ou de fournir des chiffres précis à ce sujet, j'accorde la priorité aux questions stratégiques suivantes :

- Quels secteurs industriels offrent les meilleures possibilités de réaliser le CSC, et quels moyens d'action pourraient le mieux promouvoir sa réalisation?
- Quels sont les atouts stratégiques et les responsabilités du Canada en matière de réalisation du CSC?
- Comment le CSC conjugue-t-il le contrôle du CO₂ et celui des polluants classiques?
- Quels sont les risques du CSC, et comment peut-on les gérer et les réglementer?
- Quels sont les rôles précis d'Environnement Canada?

La possibilité d'utiliser des technologies de captage et de stockage du CO₂ (CSC) pour réaliser d'importantes réductions (50 %) dans les émissions des centrales électriques est récemment devenue un élément saillant de la politique canadienne concernant le climat. Je préconise une démarche prudente. Bien qu'il y ait de bonnes raisons de croire que le CSC permettra éventuellement de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ produites par les centrales électriques et d'autres secteurs de l'économie, il serait contre-indiqué, à une exception près, d'appliquer à fond le principe du CSC pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto (de 2008 à 2012). Il serait peu sage pour le gouvernement de rendre obligatoire la mise en application de ces technologies parce que la rapidité d'exécution ferait augmenter les coûts, ce qui rendrait peu rentable l'atténuation des émissions de CO₂, et que d'importants problèmes liés aux risques, à la réglementation et à la perception publique du CSC ne sont pas encore résolus. Une intervention gouvernementale trop rapide en vue de forcer l'adoption du CSC pourrait bien produire une réaction publique défavorable et contrecarrer les efforts déployés pour mettre en oeuvre des mesures rentables d'atténuation des émissions de CO₂.

L'exception mentionnée ci-dessus a trait à l'application du CSC pour réduire les émissions de CO₂ provenant de sources autres que la combustion dans le secteur pétrolier et gazier d'amont. Un certain nombre de facteurs technologiques et institutionnels portent à croire que le CSC pourrait être largement appliqué dans ce secteur à un coût modéré pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto.

Pour ce qui est du reste du rapport, la section 2 examine les possibilités de réalisation du CSC au Canada, principalement dans deux secteurs : l'énergie électrique, et le pétrole et le gaz. On y discute des techniques utilisées pour atténuer les émissions de CO₂ et des coûts y afférents, mais les questions de politique et de réalisation sont reportées à la section 4. La section 3 étudie les risques que comporte le CSC ainsi que le défi consistant à bien gérer ces risques par voie de règlement. La section 4 porte sur les problèmes stratégiques de la réalisation, compare les possibilités qu'offrent la production d'énergie électrique et le secteur du pétrole et du gaz, et elle analyse certains moyens d'action pouvant servir à encourager la réalisation. Enfin, la section 5 examine les rôles précis à jouer par Environnement Canada dans la gestion du CSC.

2. Captage et stockage du CO₂ au Canada : possibilité, technologie et coût

La plupart des analyses du CSC ont porté sur son application à la production centralisée d'électricité, où la technologie pourrait permettre de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ en réorganisant le moins possible l'infrastructure de la distribution d'électricité. Bien que le secteur de l'électricité soit un important domaine d'application du CSC, la technologie pourrait éventuellement être appliquée plus généralement pour atténuer les émissions de CO₂ dans tous les secteurs de l'économie (voir la figure 1).

Par exemple, la technologie peut servir à produire de l'hydrogène à partir des combustibles fossiles sans émissions de CO₂. L'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique pourrait permettre de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ s'il remplaçait le gaz naturel dans les édifices ou l'essence dans les transports. L'hydrogène peut être produit à partir d'un grand nombre de sources d'énergie primaire. Toutefois, s'il est largement utilisé, les combustibles fossiles avec CSC seront probablement la principale source parce que l'avantage intrinsèque du CSC au niveau des coûts par rapport à d'autres techniques produisant peu d'émissions de CO₂ favorise fortement la production d'hydrogène². À long terme, si le CSC rime à quelque chose, c'est pour la production d'hydrogène. Toutefois, la réalisation d'importantes réductions dans les émissions nécessitera la création d'une infrastructure à grande échelle pour la distribution et l'utilisation de l'hydrogène [4], ce qui est une entreprise très difficile et incertaine. En raison de ces obstacles structurels, il est probable que l'hydrogène ne jouera pas un rôle important comme vecteur énergétique avant plusieurs décennies.

Bien que la grande majorité des émissions de CO₂ proviennent de la combustion, il existe d'autres sources importantes pour lesquelles le coût du captage et du stockage du CO₂ est comparativement faible. Ces applications spécialisées du CSC offrent des possibilités de réduction à court terme des émissions de CO₂ tout en fournissant une expérience institutionnelle et technologique incalculable en matière de captage et de stockage. Au Canada, les plus importantes sources concentrées autres que la combustion sont la production et le traitement du pétrole et du gaz.

Les diverses applications potentielles du CSC peuvent être ordonnées en fonction de leur coût prévu d'atténuation³ ou de la difficulté à surmonter les obstacles structurels qui empêchent leur réalisation. D'une façon ou d'une autre, les sources autres que la combustion se classent au premier rang; vient ensuite la production d'énergie électrique, puis l'utilisation à grande échelle de l'hydrogène. Le CSC est le moyen le plus coûteux et difficile à utiliser pour atténuer les émissions. Le présent rapport évalue la stratégie concernant la réalisation du CSC au Canada au cours des 10 à 15 prochaines années; par conséquent, il passe en grande partie sous silence

² Tout comme l'électricité, l'hydrogène est un vecteur énergétique qui doit en définitive être créé à partir d'une source d'énergie primaire. L'avantage au niveau des coûts que présentent les combustibles fossiles avec CSC comparativement à l'énergie solaire, éolienne ou nucléaire est beaucoup plus considérable pour la production d'hydrogène qu'il ne l'est pour l'électricité en raison de la facilité de la conversion thermochimique (du combustible à l'hydrogène) relativement à la conversion électrochimique (de l'électricité à l'hydrogène), et aussi parce que les énergies solaire et éolienne produisent de l'électricité, qui doit ensuite être convertie en hydrogène [2,3].

³ On entend ici par « coût d'atténuation » d'une technologie le coût de la réduction des émissions de CO₂ au moyen de cette technologie en présumant que le prix des facteurs est constant, ce qui équivaut au prix du carbone auquel la technologie fournirait les mêmes services au même coût qu'une technologie de base.

l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur énergétique et porte plutôt sur le secteur de l'énergie électrique et celui du pétrole et du gaz, de l'extraction de la ressource au raffinage.

2.1 Production d'énergie électrique

Les centrales électriques produisent environ 100 Mt de CO₂/an, soit approximativement 19 % des émissions canadiennes de CO₂. Plusieurs études gouvernementales récentes portent à croire que le CSC pourrait permettre de réaliser d'importantes réductions (~40 %) dans les émissions du secteur de l'électricité, ce qui contribuerait considérablement au respect des engagements que le Canada a pris en vertu du Protocole de Kyoto [5 et 6].

Plusieurs raisons militent en faveur de l'idée selon laquelle le CSC pourrait faire l'objet d'une application relativement hâtive dans le domaine de la production d'énergie électrique.

Premièrement, il existe au moins quatre raisons générales pour lesquelles une partie disproportionnée du fardeau de la réduction des émissions de CO₂ au cours des prochaines décennies incombera au secteur de l'électricité :

1. Les centrales électriques comptent parmi les plus importantes sources ponctuelles de CO₂.
2. D'importantes réductions dans les émissions peuvent être réalisées sans qu'il soit nécessaire d'apporter des changements à l'échelle du réseau dans le matériel de distribution et d'utilisation finale, comme il faudrait le faire pour obtenir des réductions semblables dans d'autres secteurs.
3. La plus grande partie du charbon sert à produire de l'énergie électrique, et le charbon est le combustible fossile dont le ratio carbone/énergie est le plus élevé. En outre, la combustion du charbon est une importante source de polluants atmosphériques classiques.
4. En raison de la centralisation du capital et de la gestion dans la production de l'énergie électrique, l'application réglementaire est plus simple que dans d'autres secteurs d'utilisation finale.

Deuxièmement, il existe des motifs de croire que si d'importantes réductions dans les émissions sont exigées dans le secteur de l'électricité, des facteurs structureaux peuvent rendre le CSC susceptible de jouer un plus grand rôle que l'indique son coût seulement. Si une taxe sur les hydrocarbures (ou un mécanisme de réglementation équivalent du point de vue économique) donne lieu à une concurrence libre entre les techniques de production d'électricité et en présumant que le stockage du carbone satisfait aux exigences environnementales des permis, le CSC peut être adopté de préférence aux sources d'énergie non fossiles, même si les coûts de l'électricité sont semblables. À l'encontre de l'énergie éolienne, par exemple, les installations de CSC rivaliseraient avec le réseau actuel de distribution en ce qui concerne le dimensionnement et la facilité de répartition⁴. En outre, pour la construction des installations de CSC, on fera

⁴ On entend par « répartition » l'ajustement de la production de la centrale énergétique pour répondre à la variation de la demande. Lorsque l'emplacement est favorable, le vent peut produire de l'électricité à faible coût comparativement à d'autres techniques à faibles émissions, mais on sous-estime le coût de l'électricité produite à grande échelle à partir de l'énergie éolienne en raison du stockage additionnel, du dispositif de secours ou de la transmission qui seraient nécessaires pour que le vent fournisse un pourcentage important de la demande du réseau.

probablement appel aux fournisseurs existants, et les entreprises déjà établies qui exploitent l'énergie fossile d'amont pourraient s'occuper du combustible et du stockage du CO₂. L'énergie nucléaire pourrait, en principe, jouer un rôle de premier plan dans la réduction des émissions de CO₂, mais comme des changements de fond en comble n'ont pas été apportés dans ce secteur, sa réglementation et sa perception publique, il semble probable que les services publics trouveront le CSC moins risqué et moins coûteux que l'énergie nucléaire.

Le rapport de la Table de l'analyse et de la modélisation (TAM), qui est le chaperon de l'analyse économique réalisée par le Processus national sur le changement climatique, a peut-être été le document qui a le plus aidé à créer des attentes à l'effet que le CSC pourrait être largement utilisé dans le secteur de l'électricité afin que le Canada respecte l'engagement qu'il a pris en vertu du Protocole de Kyoto. Plus précisément, d'après l'hypothèse de base du rapport de la TAM⁵, le captage de 42 Mt de CO₂/an pourrait se faire à raison de 38 \$/t de CO₂. Le chiffre pour le captage a été calculé en présumant que le CSC pourrait être appliqué dans le cas de la plupart des centrales au charbon situées dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Bien que les estimations des coûts proviennent de la Table de l'électricité, il semble probable que l'inclusion du CSC dans le rapport de la TAM a joué un rôle important dans la mise en évidence des techniques de captage du CO₂ auprès des gouvernements fédéral et provinciaux.

En dépit de l'importance à long terme du CSC pour la réduction des émissions produites par les centrales électriques au Canada, une politique forçant l'application rapide du CSC, comme les scénarios analysés dans le rapport de la TAM, serait à la fois irréaliste et déraisonnable. La sagesse d'une politique de ce genre est discutée à la section 4.1.2; pour l'instant, j'évalue les facteurs qui contrôlent le rythme auquel les techniques de CSC pourraient être appliquées et je me penche sur les coûts qu'entraînera la réduction des émissions de CO₂.

2.1.1 Rythme de mise en application

Afin de capter en moyenne 42 Mt de CO₂/an au cours de la période de 2008 à 2012, il faudrait que toutes les installations soient en service d'ici 2008, dans six ans, ou augmenter la quantité de CO₂ captée plus tard pendant la période d'engagement. Un laps de temps de six ans entre la mise en train du projet et la première fois qu'il est mis en marche est une période raisonnable pour la construction de centrales modernes au charbon pulvérisé (CP); au Canada, cette période peut être aussi courte que cinq ans⁶. Il faudrait beaucoup plus de temps pour construire une installation de captage du CO₂, notamment si elle utilise la nouvelle technologie. Pour respecter l'objectif de réduction de la TAM, il faudrait donc commencer immédiatement la planification de toutes les installations nécessaires, un scénario très peu plausible.

⁵ La TAM a défini divers scénarios (« voies »). Les voies 1 et 3 présumaient que chaque secteur économique contribuait également à la réduction des émissions; ces hypothèses ont donné des coûts d'ensemble plus élevés, et il en est résulté une faible utilisation du CSC parce que l'atténuation des émissions du secteur de l'électricité était modeste. Les voies 2 et 4 permettaient l'échange entre les secteurs afin de réduire le coût global de l'atteinte du but visé par le Protocole de Kyoto, ce qui a donné lieu à d'importantes réductions dans les émissions du secteur de l'électricité, soit à une réduction (la moyenne des deux voies) de 42 Mt de CO₂/an obtenue au moyen du CSC [5, p. 81].

⁶ Pour une centrale générique au CP, cette période serait d'environ cinq ans : approximativement, un an et demi pour la planification de la conception et l'obtention d'un permis, et trois ans et demi pour la construction (communication personnelle, Malcolm McDonald, directeur de la Recherche et de la Technologie, TransAlta, novembre 2001).

Il est légèrement plus plausible que des modifications après coup pourraient être apportées dans le délai indiqué; toutefois, comme les modifications faisant appel à la technique actuelle aux amines⁷ diminuent la production des usines d'environ 25 %, cette façon de procéder nécessitera néanmoins une importante construction possédant une nouvelle capacité pour compenser la diminution de production. Le but visé par la TAM est donc peu réaliste parce qu'il serait très difficile d'atteindre le rythme voulu de mise en application.

En fait, s'il était nécessaire de remplacer d'ici 2008 toutes les centrales au charbon de l'Alberta et de la Saskatchewan par des systèmes ne produisant pas d'émissions de CO₂, il serait plus facile et beaucoup moins risqué de les convertir au gaz naturel. Dans le cas des nouvelles installations, les centrales au gaz naturel avec CSC (GN-CSC) sont directement concurrentielles avec celles au charbon avec CSC (figure 2). Les coûts globaux de l'électricité produite par les deux types de centrale sont à peu près égaux en tenant compte des incertitudes, qui sont principalement les prix futurs du gaz et le coût du stockage du CO₂⁸ [7, 8 et 9, p. 256]. Bien que les coûts généraux de l'électricité soient à peu près égaux, le coût en capital des centrales GN-CSC est environ les deux tiers de celui des centrales au charbon avec CSC, les incertitudes techniques sont moindres, et l'obtention d'un permis ainsi que la construction sont beaucoup plus rapides.

2.1.2 Coût de l'atténuation des émissions de CO₂

Les chiffres publiés au sujet du coût de la réduction des émissions de CO₂ par la production d'électricité avec CSC varient de près d'un ordre de grandeur, mais cette variation exagère considérablement l'incertitude technique. Une partie de cette variation est due aux incertitudes inévitables liées à l'évaluation du coût et de l'efficacité des technologies non éprouvées, mais elle résulte aussi de l'incohérence des hypothèses d'analyse qui exagèrent l'incertitude technologique. Voici trois exemples d'incohérence :

1. *Choix du cas de référence.* Les analystes expriment souvent le coût de la réduction des émissions de CO₂ en \$/t de C, mais ces chiffres dépendent nécessairement non seulement du coût et de l'efficacité de la technologie de CSC, mais aussi de la mention d'un cas de référence dont on connaît le coût de l'énergie et les émissions de CO₂ par unité d'électricité. Les estimations du coût de la production d'électricité avec CSC, qui dépendent de facteurs particuliers à la centrale (comme l'efficacité thermique), sont donc plus robustes que les estimations du coût de la réduction des émissions, qui dépendent du marché de l'énergie électrique où la centrale est en service⁹. Par exemple, les questions relatives à plusieurs polluants discutées à la section 4.3.1 se posent parce que la performance de la centrale de référence dépend du contrôle présumé des polluants atmosphériques classiques.

⁷ Si les modifications devaient être terminées pour 2008, il n'y aurait probablement pas suffisamment de temps pour perfectionner la technique de captage.

⁸ Le coût de la réduction des émissions de CO₂ pour le système GN-CSC, tel qu'il est ordinairement calculé, est à peu près le double de celui pour le système au charbon avec CSC parce que la centrale à cycle combiné au gaz naturel (CCGN) produit environ 50 % moins d'émissions que la centrale au CP, mais ce qui compte pour les planificateurs (ou les investisseurs) des centrales électriques est le coût global de la production à condition que le prix du carbone soit à peu près le même pour les deux systèmes.

⁹ Des estimations robustes du coût de l'atténuation nécessitent une analyse comparative des diverses techniques de production et des combustibles (p. ex., le gaz par opposition au charbon), à la fois pour les brèves périodes pendant lesquelles les centrales doivent répartir l'électricité pour répondre à la demande et pour les longues périodes pendant lesquelles la puissance installée change en raison des restrictions sur les émissions.

2. *Hypothèses économiques.* Il est bien évident que les études peuvent faire appel à des hypothèses économiques incohérentes pour des paramètres clés comme les taux d'escompte, le coût des combustibles, les facteurs de capacité et les coûts du stockage du CO₂.
3. *Calendrier.* Les études techniques ont avancé des hypothèses très différentes au sujet de l'existence de nouvelles technologies; certaines ont calculé le coût d'une installation qui pourrait être commandée aujourd'hui avec des garanties de performance, et d'autres, le coût des configurations d'une nouvelle installation ou des installations nécessitant des éléments qui n'existent pas commercialement.

Même si toutes ces incohérences étaient éliminées, la variation des résultats des études techniques serait plus grande que l'incertitude liée aux coûts et à la performance d'une installation qui serait construite, parce que cette installation serait conçue de façon à minimiser le coût (ainsi que d'autres facteurs comme le risque). La raison en est que les études techniques évaluent généralement la performance d'un plan en particulier et qu'une partie de leur variation témoigne des connaissances nouvelles concernant les meilleures configurations de l'installation plutôt que de l'incertitude technique liée à la performance d'une installation optimale.

Enfin, une intervention gouvernementale forçant l'adoption de mesures de protection de l'environnement encouragera probablement l'innovation, ce qui réduira le coût de ces mesures. Les conséquences sur le plan de l'action de ce changement technologique induit sont discutées à la section 4.3.2. Les mesures de réglementation du soufre prises dans le cas des centrales électriques fournissent un important exemple de changement induit. Entre la fin des années 70 et 1995, le coût en capital de la réglementation des SO_x est passé de 250 à 125 \$US par kW, tandis que l'efficacité moyenne de l'élimination de ces polluants a augmenté de 75 % environ à 95 %, et il existe de fortes preuves à l'effet que le principal facteur de la diminution des coûts a été l'imposition par le gouvernement de mesures de réglementation des émissions de soufre [10]. Il est impossible de prédire avec justesse l'effet que la réglementation des émissions de CO₂ produira sur le coût des technologies de CSC, mais il ne fait aucun doute que les coûts futurs dépendront non seulement de la R-D, mais aussi, ce qui est peut-être plus important, de l'expérience de la technologie dans l'exploitation commerciale

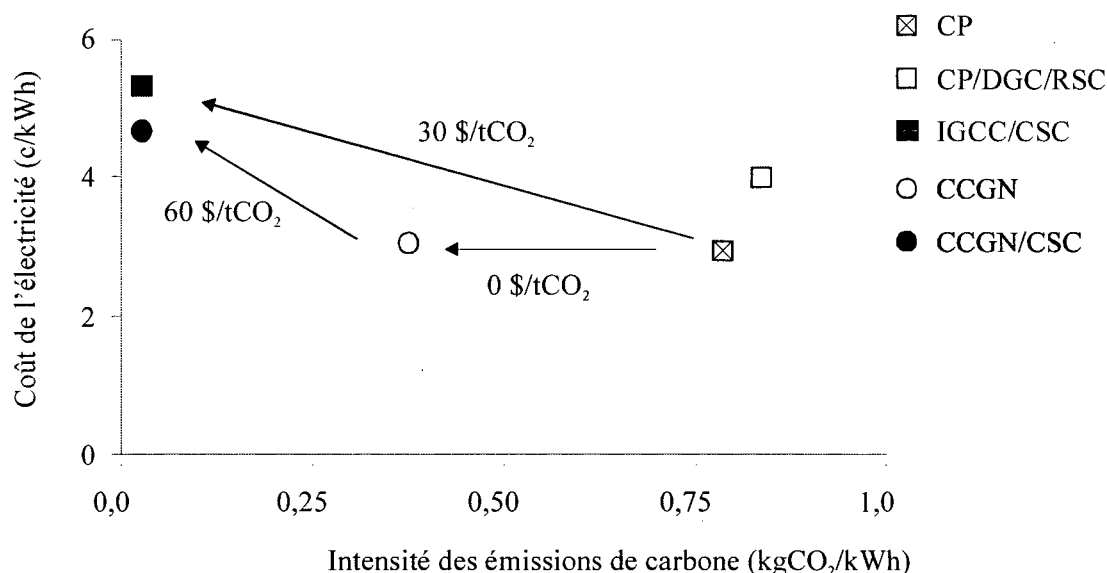


Figure 2. Coût de l'électricité en fonction des émissions de CO₂ par unité de travail. Les coûts (en dollars US) sont représentatifs des estimations actuelles, mais ils dépendent fortement, bien entendu, des hypothèses avancées au sujet du prix du combustible ainsi que du coût et de l'efficacité des technologies de CSC. Compte tenu de ces hypothèses, le coût d'atténuation si l'on utilise du gaz comme combustible au lieu du charbon est égal à zéro pour les nouvelles installations, tandis que dans le cas du CSC, il est d'environ 30 \$US/t de CO₂ pour le charbon, et de 60 \$US/t de CO₂ pour le gaz. À noter que ces chiffres sont valables même si les centrales GN-CSC fournissent de l'électricité à meilleur marché que les centrales au charbon avec CSC. Les coûts et l'intensité des émissions des centrales au charbon avec (CP/DGC et RSC) et sans (CP) dispositifs modernes de réduction des émissions sont différents, ce qui montre que le coût de l'atténuation avec le CSC dépend de la sévérité des mesures de réglementation des polluants classiques. Note : On entend par DGC et RSC la désulfuration des gaz de cheminée et la réduction sélective catalytique, et par IGCC, la gazéification du charbon intégrée à un cycle combiné.

Le calendrier est essentiel à l'évaluation du coût du CSC. Il se peut fort bien que ce procédé permette de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ dues à la production d'électricité à un coût inférieur à 30 \$/t de CO₂ si ces réductions ne doivent pas être entièrement effectuées avant 2015 et si un programme soutenu visant à encourager la R-D et les projets de démonstration commencent prochainement. Par contre, si d'importantes réductions doivent être faites d'ici 2008, il est peu probable que les coûts de l'atténuation soient aussi faibles que 38 \$/t de CO₂ (tel que présumé dans l'analyse de la TAM).

2.2 Pétrole et gaz

Ce qu'il en coûte pour capter le CO₂ et le comprimer à la pression nécessaire pour le stocker dans un réservoir géologique (généralement plus de 10 000 kPa, ou 100 atmosphères) dépend principalement de l'importance et de la pureté du flux de CO₂. Dans les sources de combustion, la concentration de CO₂ varie entre 5 et 15 %; dans le cas de ces flux dilués, le coût du captage du CO₂ est plus élevé que le coût du stockage et représente peut-être les trois quarts du coût total du CSC [2 et 7], le coût du captage est plus faible pour les sources autres que la combustion, et il peut être nul s'il s'agit de sources à pression élevée de CO₂ presque pur. Au Canada, les deux plus importantes sources de CO₂ autres que la combustion sont le traitement du gaz naturel et la

production d'hydrogène; ces sources offrent les plus fortes possibilités d'application des technologies de CSC dans le secteur du pétrole et du gaz.

2.2.1 CO₂ présent dans le gaz naturel

Le gaz naturel brut peut contenir beaucoup d'impuretés, dont le CO₂, le H₂S et l'azote sont les plus importantes. On peut dire que tout le CO₂ qui sort des puits en même temps que le gaz naturel est un seul flux de CO₂ à gérer provenant d'une source autre que la combustion (figure 3). Je donne à ce flux le nom de CO₂ présent dans le gaz naturel (CO₂-GN). La plus grande partie du CO₂ et presque tout le H₂S sont éliminés dans des usines de traitement du gaz naturel avant sa livraison au consommateur final¹⁰. Actuellement, presque tout le CO₂-GN est éventuellement rejeté dans l'atmosphère, que ce soit dans des usines de traitement du gaz ou au point de combustion finale. Bien que les émissions de CO₂-GN ne représentent qu'un faible pourcentage des émissions de CO₂ résultant de la combustion du gaz naturel, elles offrent toutefois une importante possibilité d'atténuer les émissions canadiennes de ce polluant et d'acquérir de l'expérience en matière de CSC.

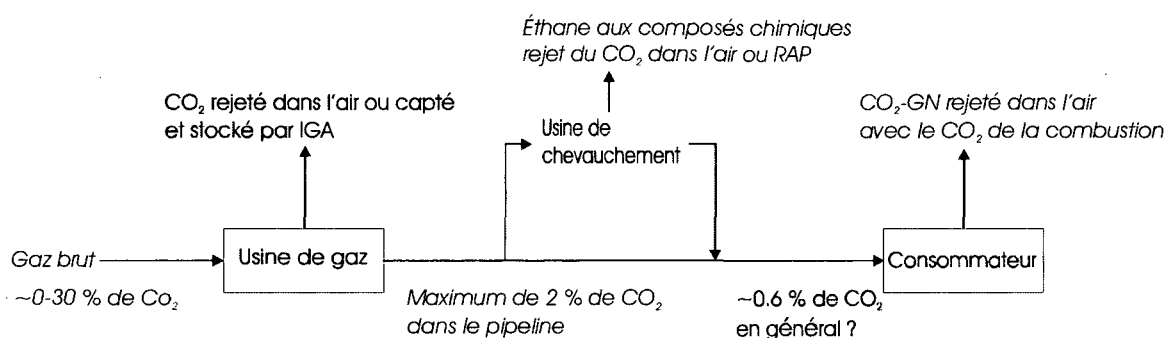


Figure 3. Schéma illustrant le système de traitement du gaz naturel. Note : On entend par IGA l'injection de gaz acide, et par RAP, la récupération assistée du pétrole.

La concentration moyenne de CO₂ dans le gaz naturel produit au Canada est actuellement d'environ 2,5 %, ce qui veut dire que la production totale de CO₂-GN est de quelque 9 Mt/an, soit 1,5 % des émissions canadiennes de CO₂¹¹. On prévoit que la production de gaz naturel augmentera d'environ 50 % pendant la prochaine décennie, soit presque la moitié de son taux de croissance pendant les années 90, et que la production de CO₂-GN atteindra probablement à peu près 13 Mt/an d'ici 2010, ce qui représenterait 2,4 % des émissions canadiennes de CO₂; si ces émissions pouvaient être éliminées, elles représenteraient environ 12 % des réductions dans les émissions de CO₂ nécessaires pour que le Canada respecte l'objectif fixé par le Protocole de Kyoto¹². En outre, la teneur moyenne en CO₂ du gaz produit pourrait bien augmenter à mesure que les producteurs exploitent des gisements plus profonds dans le nord-ouest du bassin de l'Alberta et ailleurs dans le nord des Rocheuses. Cette augmentation de la teneur en CO₂ pourrait

¹⁰ Le gaz vendu pour distribution aux consommateurs, le « gaz commercialisable », peut contenir jusqu'à 2 % de CO₂ et au plus 16 ppmv de H₂S (4 ppmv aux États-Unis).

¹¹ Je présume que la production de gaz naturel en 2000 était de 180 milliards de m³ (6,4 billions de pieds cubes) et que la teneur moyenne en CO₂ était de 2,5 % (voir la discussion dans la section suivante).

¹² Ces estimations sont fondées sur les chiffres tirés de l'inventaire des émissions pour 1997 et l'hypothèse que les émissions et les réductions d'émissions futures (« l'écart ») correspondent aux contributions relatives actuelles des divers GES.

être due à l'épuisement des réserves les moins contaminées (de gaz non corrosif) ainsi qu'à la diminution des coûts de l'accès aux gisements profonds et du traitement du gaz corrosif. Si la production gazière continue de monter en flèche, en partie parce que le secteur de l'énergie électrique passe du charbon au gaz naturel pour réduire ses émissions de CO₂, et si la teneur moyenne en CO₂ augmente à plus de 3,5 %, la production de CO₂-GN pourrait facilement dépasser 20 Mt/an vers la fin de la période d'engagement du Protocole de Kyoto¹³.

Pour réduire les émissions de CO₂-GN par captage et stockage géologique, on peut faire fond directement sur l'expérience de l'industrie en matière d'élimination des mélanges de CO₂ et de H₂S (le gaz acide) à la suite du traitement du gaz corrosif¹⁴. La méthode la moins coûteuse pour éliminer le H₂S est le torchage du flux de gaz acide, à la suite duquel le H₂S est brûlé en SO₂, et le CO₂, rejeté dans l'atmosphère. Au cours des dernières décennies, en raison des préoccupations exprimées au sujet de l'effet des émissions de soufre sur l'environnement, on n'a plus eu recours au torchage, sauf dans le cas des plus petites installations. En raison des restrictions imposées sur le torchage, les exploitants des usines de traitement du gaz naturel se sont mis à récupérer le soufre, un sous-produit commercialisable comportant encore le rejet de CO₂. Comme les prix du soufre diminuaient et que des restrictions de plus en plus rigoureuses étaient imposées sur les émissions de SO₂ résiduel, l'industrie a récemment commencé à éliminer le gaz acide au lieu de récupérer le soufre. Pour les installations importantes, le procédé le moins coûteux peut encore être la récupération du soufre, mais pour les installations où le flux de H₂S est moins considérable, il est préférable de comprimer tout le flux de gaz acide (CO₂ et H₂S) et de l'éliminer dans une formation géologique convenable [11]. Ce procédé, appelé injection de gaz acide (IGA), est utilisé dans plus de 31 installations au Canada et dans des usines américaines dont le nombre croît rapidement. Dans le cas des installations actuelles utilisant le procédé d'IGA, l'atténuation des émissions de CO₂ a été réalisée à un coût négatif, c'est-à-dire que l'IGA est le traitement le moins coûteux du gaz acide et meilleur marché que les autres procédés dégageant du CO₂.

L'expérience de l'industrie dans l'IGA constitue un fondement technique qui pourrait être élargi afin de capter et de stocker une importante partie du flux de CO₂-GN. En outre, ce procédé permet d'acquérir beaucoup d'expérience dans la réglementation du stockage du CO₂, tel qu'indiqué à la section 3.2. Pour passer de l'IGA à un système général de captage du CO₂-GN, il faudra probablement avoir recours aux moyens technologiques clés suivants :

1. Pour les nouvelles usines de traitement du gaz corrosif, injecter le gaz acide au lieu de récupérer le soufre. (Lorsque le flux de H₂S est faible, l'IGA est déjà la méthode la moins coûteuse, mais dans le cas des grosses usines, la récupération du soufre peut être encore meilleur marché.)
2. Dans les usines actuelles de traitement du gaz corrosif, injecter le gaz acide au lieu de récupérer le soufre.

¹³ Si le taux de production est de 285 milliards de m³ (10 billions de pieds cubes) et que la teneur en CO₂ est de 3,5 %, on obtient 20 Mt de CO₂/an. Ce taux de production est d'environ 50 % plus élevé qu'actuellement (en 2000).

¹⁴ Un flux de gaz naturel contenant plus de 16 ppmv de H₂S peut être traité pour éliminer cette substance. Ce traitement fait ordinairement appel à l'absorption modulée en pression (technologie aux amines), qui capte la plus grande partie du CO₂ en plus du H₂S. Le mélange de CO₂ et de H₂S (le gaz acide) doit ensuite être traité pour éliminer le H₂S.

3. Dans le cas des usines qui traitent le gaz naturel à forte teneur en CO₂ et à faible teneur en H₂S et où le CO₂ est rejeté dans l'atmosphère, procéder à la compression et au stockage géologique du CO₂.
4. Accroître le captage du CO₂ provenant des usines de chevauchement en captant les flux actuels de ce gaz et en modifiant les procédés de façon à accroître le captage du CO₂.

Enfin, il existe probablement d'importantes possibilités de réduire le coût de l'atténuation des émissions de CO₂-GN en optimisant l'ensemble du réseau du traitement du gaz. Par exemple, il pourrait être efficace de diminuer le captage du CO₂ dans certaines usines d'amont et de l'augmenter dans les usines de chevauchement pour profiter le plus possible des économies d'échelle dans le captage et le stockage.

Comparativement à d'autres secteurs, il est particulièrement difficile de tracer avec justesse la courbe atténuation-approvisionnement dans le cas du CO₂-GN en raison du rapide taux de changement dans l'industrie du gaz naturel. Les principales sources d'incertitude sont (i) la composition future du gaz et le volume de la production, (ii) les chiffres sur l'élimination du CO₂-GN en l'absence d'encouragements à l'atténuation des émissions de CO₂, et (iii) les coûts des travaux d'ingénierie que nécessitent d'autres techniques de captage du CO₂.

Bien que les changements rapides qui se produisent dans l'industrie du gaz naturel rendent plus difficile le calcul précis du coût de l'atténuation, ils en diminuent probablement le coût parce qu'ils permettent d'intégrer le captage du CO₂ aux nouvelles usines dont les coûts sont généralement moins élevés plutôt que d'ajouter ce procédé aux systèmes existants, où les coûts seraient plus considérables et l'optimisation du procédé plus difficile à réaliser.

Il semble plausible que 10 Mt de CO₂/an (les deux tiers de la quantité totale probable de CO₂-GN) pourraient être captées et piégées à un coût moyen d'environ 20 \$/t si l'on présume (i) que la production gazière continuera de croître rapidement, (ii) que les mesures de réglementation des émissions de SO₂ seront de plus en plus rigoureuses, et (iii) que le gouvernement interviendra rapidement pour permettre à l'industrie de profiter des réductions de coûts résultant de l'intégration du captage du CO₂ aux usines de traitement du gaz naturel.

2.2.2 CO₂ lié à la production d'hydrogène

L'hydrogène est utilisé dans le raffinage du pétrole pour faciliter la formation de produits plus légers (dont le poids moléculaire est moins élevé) par hydrocraquage et pour la désulfuration. La valorisation du bitume brut extrait des sables bitumineux pour produire du pétrole synthétique nécessite des quantités d'hydrogène particulièrement considérables, soit 1 000 pi³ (std) de H₂/baril de pétrole synthétique. Si l'on ajoute l'hydrogène nécessaire à la valorisation à celui pour le raffinage, la quantité totale utilisée pour produire des produits pétroliers raffinés à partir des sables bitumineux est de 5 à 10 fois plus élevée que si le produit de départ était du pétrole brut classique¹⁵. Presque tout l'hydrogène nécessaire provient du gaz naturel à la suite du

¹⁵ À des fins de comparaison, la quantité d'hydrogène utilisée dans le raffinage ordinaire est de 100 à 200 pi³ (std)/baril de pétrole brut. La quantité d'hydrogène utilisée en Californie pour produire de l'essence reformulée, soit environ 600 pi³ (std)/baril de pétrole brut, est jugée très élevée (toutes les valeurs excluent l'hydrogène qui est un sous-produit du reformage du naphte). Les 1 000 pi³ (std) de H₂/baril servant à valoriser le bitume sont utilisés pour produire du pétrole synthétique, et il faut encore plus d'hydrogène pour les produits dérivés.

reformage du méthane à la vapeur (RMV), un procédé qui peut donner un flux de CO₂ presque pur contenant la plus grande partie du carbone présent dans le flux initial de gaz naturel.

La production des sables bitumineux augmente rapidement, et il en sera de même pour l'hydrogène. La construction de fabriques d'hydrogène pour satisfaire aux demandes de valorisation du bitume en Alberta pourrait prochainement donner lieu à la plus importante concentration au monde de fabriques de ce genre. Les chiffres fournis par l'industrie indiquent qu'en moyenne, plus d'une grosse fabrique d'hydrogène (produisant 100 millions de pi³(std)/jour sera construite chaque année au cours de la présente décennie, ce qui augmentera la capacité totale à quelque 2 milliards de pi³(std)/jour¹⁶, soit environ quatre fois la capacité actuelle, c'est-à-dire à peu près 20 % de la production mondiale actuelle d'hydrogène pour le raffinage. Cette augmentation rapide de la capacité de production d'hydrogène fournit une importante occasion d'utiliser le CSC pour atténuer les émissions de CO₂ liées à la production d'hydrogène (CO₂-H₂).

La production d'hydrogène par le procédé classique du RMV et de la conversion du gaz à l'eau donne de 3,5 à 4 volumes d'hydrogène pour chaque volume de CO₂. Une production d'hydrogène de 2 milliards de pi³(std)/jour donnerait donc environ 500 millions de pi³(std) de CO₂/jour, soit 13 Mt de CO₂/an. Comme la plus grande incertitude que comporte le calcul de la production potentielle de CO₂ est liée à la prédiction du rythme futur de production du pétrole synthétique, il est peut-être plus utile de calculer le rapport entre la production de CO₂-H₂ et la quantité de pétrole synthétique produite, qui est d'environ 5 Mt de CO₂/an pour chaque million de barils de pétrole synthétique par jour.

Deux obstacles s'opposent à l'application immédiate des technologies de CSC au CO₂-H₂ : premièrement, les changements dans la technique de production de l'hydrogène qui éliminent les flux de CO₂ pur, et deuxièmement, le fait que la plus grande partie de la valorisation se fait à Fort McMurray, qui se trouve à une distance de 200 à 400 km des sites propices au stockage géologique près du front montagneux.

Les anciennes fabriques d'hydrogène font appel au RMV pour produire du gaz synthétique (surtout du H₂ et du CO), puis à des réacteurs de conversion du gaz à l'eau pour produire un mélange d'hydrogène et de CO₂ qui est ensuite séparé pour donner des flux très concentrés d'hydrogène et de CO₂. Les nouvelles fabriques utilisent l'absorption modulée en pression (AMP) pour éliminer l'hydrogène du flux de gaz synthétique et réduire l'efficacité du procédé de conversion du gaz à l'eau afin de tirer profit de l'intégration au système de chauffage au gaz de la raffinerie. Dans ces fabriques, le flux de gaz synthétique résiduel (une fois l'hydrogène éliminé) est mélangé à d'autres gaz de chauffage pour ensuite servir de combustible. Dans les systèmes à l'AMP, l'étape de la combustion élimine le flux de CO₂ très concentré qui se formait dans les anciennes fabriques d'hydrogène.

Il existe encore des possibilités de capter comparativement à faible coût le CO₂ ne provenant pas d'une source de combustion et qui est liée à la production d'hydrogène, mais il est difficile de calculer avec précision le coût et la quantité du CO₂ disponible en raison (i) de l'intégration de la production d'hydrogène à d'autres procédés de raffinage, (ii) du rythme rapide du changement technologique, et, ce qui est peut-être le plus important (iii) de la différence du coût du captage

¹⁶ Communication personnelle de Tom McCann, T.J. McCann and Associates Ltd., Calgary, octobre 2001. Ces chiffres ont été calculés en dressant une liste des fabriques d'hydrogène en construction ou projetées, et en appliquant un facteur approximatif pour tenir compte des fabriques qui ne verront pas le jour.

du CO₂ entre les fabriques modifiées, existantes ou à la veille d'être construites, et le coût des nouvelles fabriques d'hydrogène optimisées de façon à inclure le captage intégré du CO₂.

Il existe trois façons générales de capter le CO₂ produit par les fabriques d'hydrogène servant à la valorisation du bitume :

1. *Modifier les anciennes fabriques d'hydrogène sans AMP.* Les coûts sont surtout dus à la compression. Selon la pureté souhaitée du CO₂ et la pression finale, le coût varie entre 5 et 15 \$/t de CO₂ [12].
2. *Modifier les nouvelles fabriques d'hydrogène avec AMP.* Les coûts varient probablement entre 15 et 25 \$/t de CO₂ s'il est possible de le capter à partir d'un flux de gaz synthétique à haute pression. S'il est impossible d'intégrer ce procédé aux opérations de la fabrique, le CO₂ doit être capté dans les gaz de combustion à un coût beaucoup plus élevé.
3. *Modifier les plans des nouvelles fabriques d'hydrogène pour incorporer le captage du CO₂.* Il faut effectuer une analyse poussée pour connaître le coût de la réduction des émissions de CO₂ dans les opérations de valorisation et de raffinage. Ce coût dépend du degré d'intégration aux opérations de raffinage. Bon nombre de fabriques d'hydrogène en sont actuellement à l'étape de la planification. Pour ces fabriques, les solutions techniques disponibles et donc le coût du captage du CO₂ dépendront en grande partie du moment choisi pour décider de capter le CO₂. On a déjà calculé que le coût du captage du CO₂ dans des systèmes à l'AMP sans intégration au gaz de chauffage varierait entre 13 et 24 \$/t [13 et 14].

Le deuxième obstacle important à la réduction des émissions de CO₂-H₂ au moyen des techniques de CSC est dû au fait que la plus grande partie de la production d'hydrogène se fait à Fort McMurray, loin des sites propices au stockage géologique. Toutefois, comparativement aux incertitudes liées au captage du CO₂-H₂, le transport du CO₂ est bien connu, et la construction d'un pipeline pourrait procéder rapidement lorsqu'on saura d'où vient le CO₂ et où l'éliminer. Il n'en coûtera probablement pas plus que 10 \$/t pour transporter le CO₂ en quantité supérieure à 5 Mt/an sur la distance nécessaire. On prévoit maintenant faire une partie de la valorisation du bitume dans la région d'Edmonton, et pour le transport du bitume de Fort McMurray à Edmonton, on utilisera un pipeline à solides. La création d'un encouragement économique à la réduction des émissions de CO₂-H₂ s'ajouterait à celui favorisant la valorisation à Edmonton en réduisant le coût du transport du CO₂.

3. Risques et réglementation

La technologie nécessaire pour injecter de grandes quantités de CO₂ dans des formations géologiques est bien établie. L'expérience de l'industrie dans la récupération assistée du pétrole (RAP) par le CO₂ et l'élimination des flux de gaz acides riches en CO₂ ainsi que l'expérience connexe dans le stockage du gaz naturel et l'enfouissement souterrain d'autres déchets¹⁷

¹⁷ Aux États-Unis, par exemple, on possède une vaste expérience de l'enfouissement souterrain. En plus d'injecter environ 34 Mt de CO₂ annuellement pour le RAP, on injecte annuellement 500 Mt d'eaux usées

permettent de faire en toute confiance des prédictions sur le coût de l'injection de CO₂ et indiquent que les risques seraient faibles. Les preuves fournies par les réservoirs naturels de CO₂ et les modèles numériques portent à croire que le CO₂, une fois injecté, peut en principe être confiné dans des réservoirs géologiques pour des périodes bien supérieures à 1 000 ans, et que les risques que comporte le stockage géologique sont faibles. En dépit de cet optimisme raisonnable, on ne peut ignorer les risques de ce stockage. En fait, un processus d'évaluation des risques robuste et inclusif serait nécessaire pour assurer la viabilité du stockage du CO₂ au Canada.

3.1 Risques

Les risques que comporte le stockage géologique peuvent en gros être de deux types : d'abord, les risques locaux pour la santé, la sécurité et l'environnement, puis le risque global dû aux fuites dans l'atmosphère du CO₂ stocké. Le risque global peut aussi être considéré comme une incertitude liée à l'efficacité du stockage du CO₂.

3.1.1 Risques locaux

Les principaux risques locaux sont dus au dégagement de CO₂ à la surface, où ce gaz peut asphyxier les personnes ou les animaux exposés et endommager le biote local. Le risque local le plus évident est celui de fuites catastrophiques comme l'éruption d'un puits, la rupture d'un pipeline ou des mouvements à la subsurface qui occasionnent des dégagements soudains de CO₂. Des catastrophes peuvent aussi être causées par des fuites lentes dans des réservoirs profonds de CO₂ si ce gaz est temporairement confiné à la subsurface et connaît un dégagement soudain. En 1986, par exemple, les eaux du lac Nyos (au Cameroun) se sont inversées en dégageant environ 100 kt de CO₂ qui s'étaient accumulées dans les cheminées volcaniques et avaient graduellement pénétré dans le lac. Comme le CO₂ est plus lourd que l'air, il peut s'écouler vers le bas et être asphyxiant au niveau du sol à des endroits éloignés du point initial de dégagement. Au lac Nyos, le nuage riche en CO₂ a parcouru plus de 10 km et tué plus de 1 700 personnes [15].

Bien que les dégagements catastrophiques aient retenu le plus l'attention, les fuites lentes peuvent poser des risques plus difficiles à gérer. À Horseshoe Lake, en Californie, une fuite d'environ 100 t de CO₂ par jour a fait mourir des arbres sur une superficie de plusieurs hectares. Un accident mortel qui s'est récemment produit (en juillet 2000) dans des sources balnéaires carbonatées d'origine naturelle à Clear Lake, en Californie, souligne le danger constant posé par les émissions de CO₂ provenant du sol.

L'utilisation généralisée d'une installation de stockage du gaz naturel présente une analogie utile pour l'évaluation du stockage du CO₂, et l'efficacité du stockage du gaz naturel montre l'importance des fuites lentes. Pendant l'été de l'an 2000, par exemple, une fuite s'est produite dans le puits d'injection d'une installation de stockage du gaz à Hutcheson, au Kansas, et le gaz s'est écoulé dans des formations peu profondes où il a parcouru horizontalement une distance d'environ 10 km avant de jaillir à plusieurs endroits de la ville.

Le déplacement des fluides au cours de leur enfouissement souterrain comporte une catégorie de risques locaux tout à fait distincte. L'injection de grandes quantités de fluides équivalant à la quantité de CO₂ qui serait stockée pendant la durée de vie d'une centrale au charbon (i) peut avoir provoqué une sismicité, (ii) a produit des mouvements du sol qui peuvent endommager la

municipales, 2,7 Gt de saumures provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz et 34 Mt de déchets dangereux.

structure des édifices et a empêché l'écoulement de l'eau d'irrigation, et (iii) a contaminé les aquifères d'eau potable en raison du mouvement souterrain des fluides déplacés.

En général, les spécialistes de l'industrie pétrolière et gazière d'amont croient que les risques posés par l'injection souterraine sont faibles, et cette opinion est fortement confirmée par le fait que l'enfouissement souterrain se fait depuis longtemps, et plus précisément par l'expérience acquise dans l'injection de CO₂ pour la RAP et dans l'IGA. Même si l'exploitation convenable de l'installation, la caractérisation du site et la surveillance peuvent fort probablement réduire les risques à de faibles niveaux, ils ne peuvent pas être ignorés.

3.1.2 Incertitude liée à l'efficacité du stockage du CO₂

Nous manquons d'outils validés de modélisation pouvant permettre de faire avec confiance des prédictions sur la durée de vie du CO₂ stocké sous terre. Il existe d'amples raisons de croire que des débits de fuite suffisamment faibles sont possibles, mais on ne peut encore spécifier avec confiance les caractéristiques du site et la technique d'injection nécessaires pour assurer (avec un certain degré d'incertitude) qu'une durée donnée de stockage ou qu'un débit de fuite serait obtenus. Il faudrait le savoir pour mettre sur pied un robuste système technique et institutionnel de stockage du CO₂.

Dans le pire des cas, le risque de fuite du CO₂ ne signifie pas simplement que le CSC serait inefficace, mais qu'il sera dommageable. Toutes les techniques de captage du CO₂ comportent une dépense d'énergie, ordinairement de 10 à 20 %. Par conséquent, la consommation de combustible doit augmenter, et plus de CO₂ est produit par unité d'énergie livrée que si le CO₂ n'était pas capté. Si le CO₂ fuit dans l'atmosphère dans quelques siècles, le CSC pourrait donc *accroître* les concentrations futures de CO₂.

3.2 Réglementation

Pour que le CSC joue un rôle important dans l'atténuation des émissions de CO₂, la capacité technologique est une condition nécessaire, mais insuffisante. Pour répondre à ses espérances, le CSC doit cesser d'être un assemblage de technologies individuelles et devenir un système technologique à grande échelle pour la gestion du carbone des combustibles fossiles. Un système de ce genre nécessiterait un ensemble de technologies reliées par un réseau d'institutions, de systèmes financiers et de règlements acceptés par l'industrie et susceptibles d'être généralement compris et acceptés par le public.

La nature des règlements, les instances chargées de l'approbation des projets et de la surveillance continue, la mesure dans laquelle le processus de réglementation serait favorable ou défavorable, et le nombre de possibilités offertes pour les litiges et les interventions par une tierce partie seraient tous extrêmement importants pour déterminer l'intérêt économique et l'acceptation sociale du CSC.

Ordinairement, la réglementation d'une nouvelle activité n'est pas sans fondement; elle est fortement modelée par le contexte réglementaire et institutionnel existant. Généralement, elle consiste à donner de nouveaux pouvoirs aux entités existantes (comme les ministères gouvernementaux) qui entrent en conflit avec des entités rivales au sujet des ressources. Pour mettre sur pied une robuste réglementation contextuelle en matière de stockage géologique, on ne peut pas attendre que la technologie soit prête à être appliquée sur une grande échelle. Il faut agir

maintenant pour faire connaître la réglementation contextuelle concernant le stockage géologique au Canada. À cette fin, on pourrait commander des études visant (i) à clarifier les rôles et les responsabilités actuels se rapportant au stockage souterrain, (ii) à faire la synthèse des connaissances scientifiques et des méthodes d'évaluation des risques, (iii) et à fixer des buts raisonnables pour la gestion du stockage du CO₂.

Les risques locaux et globaux sont actuellement réglementés par différentes entités, dans différents cadres de réglementation et à différents niveaux de gouvernement. Au Canada, la réglementation des risques locaux est une responsabilité provinciale assumée par des entités comme l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta.

L'EUB réglemente déjà l'élimination des mélanges de CO₂ et de H₂S (section 2.2.1). L'IGA est le meilleur analogue réglementaire du stockage du CO₂ parce que, en raison de la toxicité du H₂S, la réglementation a pour but d'empêcher le gaz de fuir à la surface. Tout comme l'injection de CO₂ a pour but d'éviter les émissions atmosphériques et au contraire de l'injection de CO₂ pour la RAP, la réglementation de l'IGA vise à assurer une élimination sécuritaire à long terme. En outre, comme le CSC dans les centrales au charbon, l'IGA rattache les émissions de SO₂ et de CO₂, ce qui constitue un banc d'essai pour la réglementation de plusieurs polluants (section 4.3.1).

Actuellement, la question de l'incertitude liée au stockage du CO₂, c'est-à-dire de la durée de vie incertaine du CO₂ stocké, n'est étudiée par aucune des entités gouvernementales canadiennes, mais elle devrait l'être. Si le Canada stocke le CO₂ pour respecter les engagements internationaux qu'il a pris en vertu de la CCNUCC, le gouvernement fédéral devrait en tenir compte dans son inventaire national des émissions. La responsabilité de la gestion de ce processus serait présumément répartie entre les ministères des Affaires étrangères et du Commerce international, de l'Environnement et des Ressources naturelles.

La CCNUCC est vague au sujet du stockage du CO₂. Le Protocole de Kyoto et les récentes Conférences des Parties à Bonn et à Marrakech approuvent explicitement le recours au stockage du CO₂¹⁸, mais des questions essentielles concernant l'incorporation du stockage du CO₂ aux règles comptables de la convention-cadre relatives aux émissions restent à décider. Le point crucial du problème consiste à décider dans quelle mesure le stockage du CO₂ compte comme une non-émission.

La difficulté que comporte la mise sur pied d'un système de réglementation du stockage du CO₂ n'est pas simplement due à l'incertitude technique liée à la prédiction de la durée de vie du CO₂ stocké, mais elle résulte aussi de l'incertitude des buts du stockage. Par exemple, la durée de vie médiane du CO₂ dans les installations de stockage devrait-elle être de 500 ou de 10 000 ans? Quel pourcentage d'échecs initiaux sommes-nous prêts à accepter? L'incertitude liée à la prédiction du devenir du CO₂ dans les réservoirs ne peut être éliminée. Le système de réglementation ne peut donc exiger que le risque soit nul ou que le stockage soit perpétuel. Il doit

¹⁸ À la section 1 de l'Article 2 du Protocole de Kyoto, il est mentionné que les Parties peuvent, pour s'acquitter de « leurs engagements chiffrés en matière de limitation », faire la « recherche, la promotion, la mise en valeur et l'utilisation accrue de nouvelles sources d'énergie renouvelables et de technologies de piégeage du dioxyde de carbone ». L'accord conclu à la septième Conférence des Parties à Marrakech prévoit que le Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) doit étudier « les techniques de stockage géologique du carbone » (paragraphe 7) et approuve le captage du CO₂ (paragraphe 8.d, 13.d et 29).

prévoir des échecs. Le défi consiste à mettre sur pied un système de réglementation qui fonctionne en dépit de ces incertitudes. Les efforts déployés pour mettre au point des techniques d'injection et de surveillance du CO₂ et élaborer un système de réglementation de ces activités ne peuvent être fructueux s'il n'existe pas une certaine compréhension commune des buts de ces programmes (figure 4).

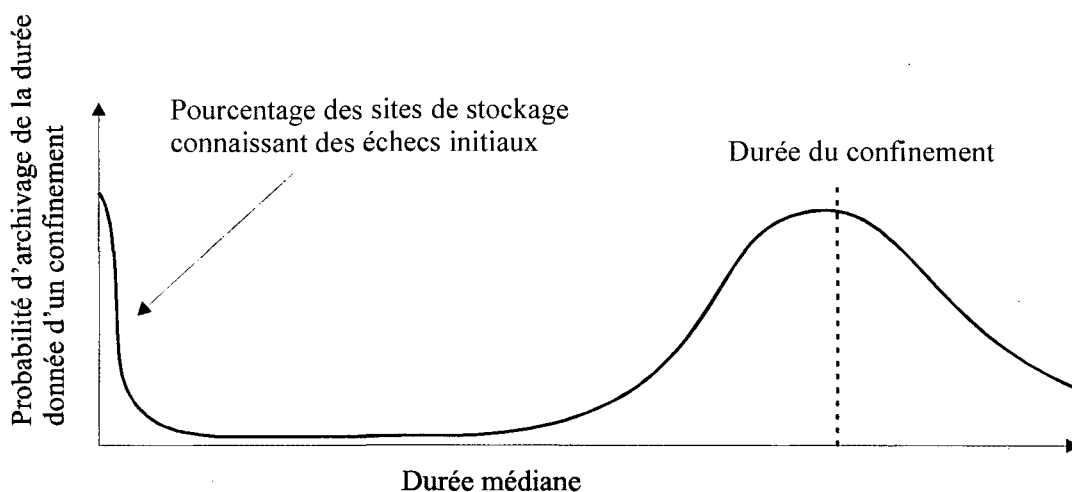


Figure 4. Graphique de la distribution théorique de la durée du confinement dans un ensemble hypothétique de réservoirs de stockage. La forme de la courbe de distribution est déterminée par les normes techniques concernant le choix du site, l'injection et la surveillance. Ces normes devraient être choisies de façon que la performance obtenue, ici exprimée comme la distribution théorique de la durée du confinement, satisfasse aux buts généraux des programmes. Deux buts cruciaux sont indiqués graphiquement : la durée prévue du CO₂ dans les réservoirs de stockage, et le pourcentage des sites de stockage qui connaissent des échecs initiaux.

4. Réalisation du captage et du stockage du CO₂ au Canada

4.1 Stratégie pour le secteur pétrolier et gazier

Les mesures prises par le gouvernement pour encourager l'adoption de technologies de CSC dans le secteur du pétrole et du gaz pourraient permettre de réaliser, à faible coût, d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto tout en assurant la capacité institutionnelle et technologique nécessaire à l'utilisation généralisée du CSC à l'avenir. Plus précisément, je crois que les émissions de CO₂ pourraient être réduites, comparativement au niveau actuel, d'environ 20 Mt/an à un coût moyen de 15 à 25 \$/t de CO₂. En tant que secteur dans lequel le gouvernement devrait intervenir en priorité au sujet des technologies de CSC, celui du pétrole et du gaz présente plusieurs avantages distincts par rapport au secteur de l'énergie électrique :

1. *Possibilité technique.* En raison de la présence d'importants flux de gaz dont la concentration en CO₂ est élevée, le coût du captage du CO₂ est moins de la moitié de ce qu'il en coûterait dans le secteur de l'électricité. En outre, la croissance rapide du secteur

pétrolier et gazier le rend plus intéressant parce que le captage du CO₂ pourrait se faire dans de nouvelles installations, où les coûts sont généralement moins élevés, plutôt que d'être ajouté aux systèmes existants, où les coûts sont plus considérables et l'optimisation du procédé est plus difficile à réaliser. Si les mesures à prendre sont reportées, la possibilité de réduire les émissions à faible coût sera perdue en grande partie.

2. *Capacité institutionnelle.* Un grand nombre de multinationales du secteur pétrolier et gazier sont exceptionnellement en mesure de gérer l'application rapide des technologies de CSC. Plus précisément, elles possèdent des connaissances techniques internes touchant tous les aspects du CSC, allant du captage et du transport à distance du CO₂ à son stockage géologique, ainsi qu'une culture d'entreprise sur la planification à long terme dans un climat d'incertitude. Tout au contraire, bon nombre d'entreprises du secteur de la production d'énergie électrique se concentrent sur les questions à court terme concernant la restructuration du marché et ne possèdent pas de connaissances techniques assez approfondies pour bien gérer les nouvelles technologies dont les résultats sont incertains.
3. *Possibilité d'un engagement public constructif.* Où qu'il soit introduit, le stockage du CO₂ susciterait certainement une controverse publique. Cette controverse naîtrait d'inquiétudes particulières au sujet de la sécurité du stockage et de préoccupations plus générales concernant la durabilité. Par contraste avec le secteur de l'électricité, l'introduction hâtive du CSC dans le secteur du pétrole et du gaz ferait probablement porter le débat sur la sécurité et la durée du stockage du CO₂ plutôt que sur le choix entre l'énergie primaire fossile et non fossile. Bien que ces deux préoccupations soient justifiées, il y a plus de chances que le débat axé sur la première permette de résoudre les questions importantes ayant trait à l'acceptabilité des technologies de CSC. En outre, les organisations environnementales non gouvernementales (OENG) et le public sont préoccupés par les effets sur l'environnement de la production pétrolière et gazière, à la fois parce que sa croissance est rapide et qu'elle est exportée en grande partie, et le recours au CSC atténuerait directement ces effets.
4. *Avantages commerciaux pour les Canadiens.* La mise au point de nouvelles technologies en vue d'intégrer le captage du CO₂ aux opérations de traitement du gaz naturel et de raffinage du pétrole pourrait créer pour les entreprises canadiennes un marché axé sur l'exportation. On pourrait bien entendu en dire autant de presque tous les investissements dans l'atténuation des émissions de CO₂, mais cette affirmation est particulièrement plausible dans le présent contexte en raison de la taille comparativement grande et du perfectionnement technique du secteur pétrolier et gazier canadien. Un investissement dans la production d'électricité au moyen d'éoliennes ou de centrales au charbon avec CSC pourrait aussi créer une expertise canadienne importante du point de vue commercial, mais cela est moins plausible parce que le Canada est faiblement positionné en ce qui concerne la conception et la construction de turbines à vent ou de centrales au charbon.

4.1.1 Moyens d'action et instruments économiques

Divers moyens d'action pourraient être utilisés pour inciter à l'adoption de technologies de CSC dans le secteur pétrolier et gazier. Les grandes lignes des politiques seraient évidemment compliquées par la divergence des intérêts fédéraux et provinciaux, le nombre limité de moyens

d'actions disponible et les capacités d'analyse réduites des gouvernements dans un domaine techniquement complexe. L'industrie accepte que certaines restrictions sur les GES sont inévitables, mais elle prétend qu'un système de plafonnement et d'échange favoriserait les entreprises fragiles dont le taux de croissance est plus lent et préconise plutôt le plafonnement de l'intensité des émissions négocié individuellement, c'est-à-dire pour chaque entreprise (p. ex., en kg de CO₂/baril)¹⁹. Toutefois, les plafonds individuels sont des instruments contondants parce qu'ils encouragent les entreprises à transférer leurs émissions en dehors de leurs opérations sans changer les taux réels d'émission, ce qui complique le calcul des émissions et masque le coût réel du contrôle des émissions. Voici quelques moyens d'action plausibles :

1. *Un prix à l'échelle du secteur sur les émissions de CO₂*. Un système de taxation ou de plafonnement et d'échange pourrait être appliqué afin de fixer un prix uniforme pour les émissions de GES dans tout le secteur pétrolier et gazier d'amont. Naturellement, une taxe impose un prix constant sur les émissions à mesure que la production augmente, mais un système de plafonnement et d'échange pourrait donner le même résultat si le nombre total de permis augmentait proportionnellement à la production. Au besoin, on pourrait diminuer le rapport entre les permis et la production conformément à un calendrier établi d'un commun accord. Cette dernière option permettrait de régler l'intensité des émissions de façon transparente et rentable et à l'échelle du secteur.
2. *Des crédits précis pour le stockage du CO₂*. Un crédit monétaire précis pourrait être accordé pour le CO₂ stocké dans des réservoirs géologiques et accompagné d'une augmentation compensatoire des redevances ou des taxes afin d'assurer la neutralité fiscale totale à l'échelle du secteur.
3. *Un prix à l'échelle du secteur sur les émissions fugitives de CO₂ ne provenant pas d'une combustion*. Un système de taxation ou de permis échangeables pourrait être imposé sur les flux de CO₂ ne provenant pas d'une combustion.
4. *Encourager l'adoption de techniques habilitantes*. La croissance rapide du capital-actions à long terme dans le secteur pétrolier et gazier, conjuguée à l'avantage à l'égard des frais que comporte la mise en application de mesures de contrôle du CO₂ dans les nouvelles installations plutôt que l'apport de modifications après coup, indique qu'il peut être d'intérêt public d'inciter à l'adoption de techniques qui permettraient à l'avenir de capter le CO₂ à faible coût avant d'imposer des contrôles systématiques sur le CO₂. Par exemple, les taux d'amortissement du capital pourraient être ajustés pour certaines techniques de production de l'hydrogène.

4.1.2 Nécessité de meilleures analyses des coûts

Il est urgent d'effectuer de nouvelles analyses pour quantifier la possibilité à court terme de réaliser le CSC dans le secteur pétrolier et gazier. Des analyses antérieures ont examiné les coûts généraux du CSC pour tous les secteurs de l'économie en considérant les sources de CO₂ reliées ou non à la combustion. Ces analyses ont tendance à porter sur les plus importantes sources de CO₂, les centrales électriques, pour lesquelles les coûts de l'atténuation sont élevés et la possibilité de mesures hâtives est faible. En outre, en raison de leur ampleur, ces analyses ne peuvent être suffisamment détaillées du point de vue analytique pour faire une estimation robuste des coûts du contrôle des sources qui ne proviennent pas d'une combustion.

¹⁹ Communication personnelle de Rick Hyndman, conseiller principal en politiques pour les changements climatiques, Association canadienne des producteurs pétroliers, octobre 2001.

Il faut donc effectuer des analyses visant à déterminer la partie de la courbe des offres pour l'atténuation des émissions de CO₂ par CSC où le coût est le moindre. Le rythme rapide de changement dans la production pétrolière et gazière porte fortement à croire que ces analyses, au lieu de porter exclusivement sur l'estimation des coûts dans les conditions actuelles du marché, doivent s'efforcer d'incorporer des prévisions de la croissance du marché, ce qui est particulièrement vrai pour l'évaluation du coût du captage du CO₂-GN et du CO₂-H₂ (section 2.2). Les analyses devraient viser à quantifier l'incertitude des estimations des coûts et indiquer explicitement de quelle façon ces estimations dépendent des hypothèses avancées au sujet du comportement du gouvernement et de l'industrie.

4.2 Stratégie pour le secteur de l'électricité

Des centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles et utilisant le CSC pourraient permettre de réaliser d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ du secteur canadien de l'électricité tout en assurant la croissance de l'approvisionnement. Il est raisonnable d'envisager des réductions de 50 % d'ici 2020 et de s'attendre à ce que l'augmentation différentielle des coûts de production varie entre 15 et 25 \$/MWh. En plus de dépendre évidemment de la performance des technologies de CSC, le coût différentiel de l'atténuation est fortement lié à trois autres facteurs : le prix du gaz naturel, la sévérité du contrôle des polluants classiques et le coût du stockage du CO₂ (ou la valeur, si le CO₂ sert à améliorer la production pétrolière et gazière d'amont au moyen de la RAP ou du méthane amélioré des gisements houilliers).

Il est techniquement possible d'utiliser des technologies de CSC pour la production d'énergie électrique assez rapidement pour réaliser d'importantes réductions dans les émissions pendant la période d'engagement du Protocole de Kyoto, soit de 2008 à 2012, tel que proposé dans le rapport de la TAM, mais une stratégie établie à cette fin comporterait deux graves inconvénients :

1. La rapidité d'action nécessaire aurait pour effet d'accroître le coût de l'atténuation du CO₂ en limitant les possibilités d'apprendre sur le tas et de miser sur les efforts mondiaux en matière de R-D déployés en vue de réduire les coûts du CSC (section 2.1.2). Les coûts seraient probablement plus élevés et plus incertains qu'ils le seraient si la stratégie était fondée sur le remplacement du charbon par le gaz comme combustible. D'importants encouragements à appliquer la technologie pourraient alors être nécessaires pour forcer la réalisation du CSC.
2. L'application rapide du stockage du CO₂ forcerait à régler rapidement les questions réglementaires mentionnées à la section 3.2, ce qui accroîtrait le risque de créer de mauvais précédents en matière de réglementation. La rapidité limiterait probablement la possibilité d'élaborer un processus d'évaluation des risques à grande échelle et pourrait limiter la participation du public à ce processus, auquel la population pourrait facilement s'opposer fortement. Tel qu'indiqué ci-dessus, des encouragements au CSC en vue de son application auraient probablement pour effet d'accroître l'opposition des OENG parce qu'il en résulterait un affrontement direct entre le CSC et le remplacement du charbon par le gaz comme combustible, une option dont le coût serait moins élevé et qui est déjà privilégiée par plusieurs OENG.

Des mesures gouvernementales à court terme visant à encourager la mise au point de technologies de CSC au Canada pourraient faire accepter le recours au CSC pour réaliser

d'importantes réductions dans les émissions de CO₂ dues à la production d'énergie électrique. Dans tout programme de développement technologique visant à réduire les coûts futurs, lorsqu'il s'agit d'affecter des ressources, il est difficile de choisir entre la R-D et les projets de démonstration. En ce qui concerne la mise au point de technologies de CSC au Canada, plusieurs facteurs stratégiques portent à croire qu'il faut mettre l'accent sur les projets de démonstration. Premièrement, les entreprises canadiennes possèdent comparativement peu d'expérience dans la fabrication de composants technologiques principaux, comme les turbines à gaz ou les gazéificateurs de charbon, tandis qu'elles ont beaucoup de compétence en ingénierie et en intégration de grands projets énergétiques. Par conséquent, il est plus probable que les entreprises canadiennes tirent profit des avantages d'un projet de démonstration plutôt que de la R-D concernant les composants technologiques. Deuxièmement, les premiers projets de démonstration du CSC attireraient probablement un important financement international en R-D, et une partie de la compétence et de la propriété intellectuelle reviendrait au pays hôte. La réalisation par le Canada d'un premier projet de démonstration de production d'énergie électrique avec CSC favoriserait probablement la collaboration internationale, comme l'a prouvé le programme de surveillance du stockage du CO₂ du projet pancanadien de RAP à Weyburn.

4.3 Problèmes qui se recoupent

4.3.1 Contrôle de plusieurs polluants

Il existe de solides liens technologiques entre le contrôle du CO₂ et celui des polluants atmosphériques classiques. Ces liens sont particulièrement importants pour les centrales électriques au charbon, mais aussi pour le secteur pétrolier et gazier. La politique gouvernementale doit tenir compte de ces liens en vue d'en arriver à une réglementation effective du CO₂ et des polluants atmosphériques classiques.

Le coût différentiel du captage du CO₂ produit par les centrales au charbon dépend fortement de la sévérité des mesures de contrôle des polluants classiques (les SO_x, les NO_x, les particules et les métaux toxiques). Les raisons en sont simples : comme la plupart des installations projetées de captage du CO₂ produisent très peu d'émissions de polluants classiques, leur coût en électricité est à peu près indépendant de la sévérité des mesures antipollution; toutefois, dans le cas des installations où le CO₂ n'est pas contrôlé, le coût de l'électricité augmente de façon appréciable avec la sévérité du contrôle. En outre, les mesures de contrôle des polluants classiques diminuent généralement l'efficacité des installations en augmentant les émissions de CO₂ par unité d'électricité, ce qui a pour effet d'accroître encore le coût du contrôle du CO₂ parce que les mesures de contrôle des polluants classiques sont plus rigoureuses (voir la figure 2). Les installations de captage du CO₂ n'utilisent pas toutes les mêmes techniques de contrôle des émissions de polluants atmosphériques, et dans certains cas, les émissions peuvent augmenter; par exemple, le captage après la combustion au moyen d'amines peut accroître les émissions de NO_x par unité d'électricité parce que ce procédé diminue l'efficacité de l'installation sans éliminer les NO_x [16].

Si la réglementation des polluants atmosphériques classiques était immuable, il pourrait être raisonnable d'ignorer le lien entre le CO₂ et ces polluants. Toutefois, la réglementation contextuelle change rapidement en raison des nouvelles connaissances scientifiques sur la santé et les effets des polluants sur l'environnement ainsi que de l'amélioration continue de la performance technique et économique des dispositifs antipollution. Les domaines importants où de nouvelles connaissances scientifiques peuvent influencer sur la réglementation contextuelle sont les suivants : (i) les effets des particules fines sur la santé; (ii) la formation de particules

secondaires à partir des émissions gazeuses de SO_x et de NO_x ; (iii) l'effet des émissions industrielles de NO_x sur la production d'ozone loin des sources d'émissions; (iv) les effets sur l'environnement et la santé des faibles concentrations d'ozone, et enfin (v) les dangers que présentent les émissions de métaux comme le mercure. Les normes pancanadiennes proposées pour l'ozone et les $\text{P}_{2,5}$ témoignent de ces nouvelles connaissances des risques que posent les contaminants atmosphériques, mais il est fort improbable qu'elles soient définitives à cet égard. Il est plus plausible que la réglementation contextuelle des contaminants atmosphériques continue de changer et soit au moins aussi rapide que les changements dans la réglementation des émissions de CO_2 .

Le lien technologique entre le contrôle du CO_2 et celui des contaminants atmosphériques nécessite un lien correspondant entre les deux domaines de la politique gouvernementale. Sans ce lien, la réglementation des émissions des centrales électriques ne serait probablement pas effective. Prenons la gestion des émissions des centrales au charbon. En l'absence de liens, la réglementation des polluants atmosphériques pourrait forcer les exploitants à installer au cours de la prochaine décennie des dispositifs antipollution dispendieux, mais les centrales seraient mises hors service quelques années plus tard en raison des restrictions sur les émissions de CO_2 . Par contre, une politique coordonnée pourrait procurer le même avantage pour l'environnement à un coût moindre en accélérant la mise en application de technologies ne produisant presque pas d'émissions tout en permettant à certaines installations existantes de fonctionner sans nouveaux dispositifs antipollution jusqu'à leur mise hors service.

Le problème du contrôle de plusieurs polluants est particulièrement ardu au Canada parce qu'il n'existe pas de programmes efficaces d'échange des droits d'émission. Par exemple, si le contrôle du CO_2 et celui du SO_2 étaient réalisés au moyen de mesures fixant un prix sur les émissions, le contrôle de plusieurs polluants pourrait se faire efficacement sans que le gouvernement intervienne directement. Toutefois, en raison de l'actuelle politique contextuelle où les mesures gouvernementales sont principalement axées sur un secteur et fondées sur des normes, il est probable que des occasions d'atténuer efficacement les émissions des deux polluants soient perdues.

Voici quelques options à court terme en vue d'incorporer à la politique de réglementation du CO_2 des considérations relatives à plusieurs polluants :

1. Concentrer les efforts déployés pour contrôler le CO_2 sur les technologies ou les secteurs où les avantages que comporte le contrôle de plusieurs polluants sont les plus considérables : par exemple, le charbon plutôt que le gaz, ou le transport de marchandises lourdes plutôt que l'utilisation d'automobiles privées.
2. Exiger explicitement la prise en compte des polluants atmosphériques dans l'affectation des ressources à la R-D et aux projets de démonstration concernant le CSC. Par exemple, tous les autres facteurs étant égaux, on devrait accorder la priorité à la gazéification ou au chauffage à l'oxygène plutôt qu'au captage par les amines.
3. Incorporer le contrôle de plusieurs polluants à des programmes ciblés de contrôle du CO_2 qui créeront un nouveau capital-actions à long terme en fixant des prix spécifiques aux programmes pour les émissions des principaux polluants. Une enchère inversée pour les réductions d'émissions, semblable au Projet pilote d'élimination et de réduction des émissions et d'apprentissage d'Environnement Canada, pourrait incorporer des prix précis pour le SO_2 et les NO_x qui serviraient seulement à comparer les offres du

programme d'enchère sans engager le gouvernement à fixer des prix généraux pour les émissions.

4.3.2 *Changement technologique induit*

La répartition du fardeau de l'atténuation des émissions entre les secteurs économiques, les régions géographiques ainsi qu'entre le présent et le futur est l'un des problèmes les plus épineux de la politique concernant le climat. Deux problèmes de répartition se rattachent particulièrement à la réalisation du CSC. Premièrement, la répartition des fardeaux entre les secteurs économiques, mais comme ce sujet a été soigneusement étudié dans le rapport de la TAM, point n'est besoin d'en discuter plus amplement. Deuxièmement, la répartition des efforts entre la période d'engagement du Protocole de Kyoto et les années qui suivront : les ressources actuelles peuvent être affectées à la réduction des émissions pendant la période d'engagement, soit de 2008 à 2012, ou à l'atténuation efficace des émissions à plus long terme.

La répartition entre la période d'engagement et celle qui suit est souvent considérée comme un choix entre une dépense visant à réaliser l'atténuation immédiate des émissions et une dépense de R-D qui peut faire décroître le coût de l'atténuation dans le futur. Toutefois, cette conception est trop restrictive, parce que les dépenses visant à réaliser une atténuation immédiate des émissions peuvent aussi réduire le coût de l'atténuation future sans R-D parrainée par le gouvernement. Les mesures prises par ce dernier pour fixer un prix sur les émissions de CO₂ dans un secteur donné donnent lieu à des innovations par les entreprises qui peuvent amoindrir le coût de l'atténuation. Ce changement technologique induit (ou endogène) peut prendre diverses formes allant de l'accélération de l'apprentissage sur le tas de l'application des technologies existantes à la création de nouvelles technologies découlant de la R-D dans le secteur privé. Comme le problème climatique est à long terme, le changement technologique induit joue un rôle essentiel dans la détermination du coût du contrôle des émissions [17 à 19].

Les conséquences du changement technologique induit pour la politique concernant le climat sont importantes. De façon très générale, il existe un lien inévitable entre la répartition des fardeaux sur la période d'engagement et celle qui suit. Plus précisément, même si un système de permis échangeables à l'échelle du secteur économique égalisant le prix différentiel de l'atténuation des émissions dans tous les secteurs de l'économie peut à court terme être le moyen le plus rentable d'atténuation des émissions, il peut être inefficace à long terme. Par exemple, ce serait le cas si le prix du carbone était trop faible pour inciter à l'innovation dans un secteur où, à son tout début, elle était importante pour faire diminuer le coût à long terme de l'atténuation. Par conséquent, les problèmes d'affectation sectorielle et temporelle décrits dans le premier paragraphe de la présente section sont étroitement enchevêtrés.

Le CSC entraîne des fardeaux financiers dont la répartition entre le secteur pétrolier et gazier (section 4.1) et celui de l'électricité (section 4.1.2) constitue aussi un choix entre l'atténuation des émissions pendant la période d'engagement et celle qui suit. Il serait difficile pour les décideurs gouvernementaux d'établir un solide consensus au sujet de l'affectation de fonds au CSC s'il n'existait pas d'orientation de programmes concernant la répartition convenable des ressources fédérales actuelles pour l'atténuation du CO₂ entre les buts disparates fixés pour la période d'engagement et celle qui suit. Ces questions ne peuvent être résolues par les gestionnaires de programmes des ministères; il faudrait que la haute direction du gouvernement fournisse une orientation sans équivoque pour régler ce problème d'affectation.

4.3.3 *Rôle du gouvernement fédéral dans la réglementation et la gestion du stockage du CO₂*

Il semble plausible que les systèmes actuels de réglementation de l'enfouissement souterrain des déchets du secteur pétrolier et gazier, une question qui relève des provinces, pourraient être élargis de façon à gérer efficacement les risques *locaux* que comporte le stockage géologique à grande échelle du CO₂. Bien qu'Environnement Canada ne soit pas directement responsable, si tant est qu'il le soit, de la gestion des risques locaux, on peut envisager avec raison que le gouvernement fédéral joue un rôle pour faciliter l'évaluation et la communication des risques et fournir des renseignements sur les activités de stockage du CO₂²⁰. Ressources naturelles Canada et Environnement Canada pourraient raisonnablement se partager ce rôle.

Si le CSC joue un rôle important dans la gestion des émissions canadiennes de CO₂, il se peut que, dans quelques décennies, une gigatonne de CO₂ soit stockée dans des réservoirs souterrains au Canada. Il semble fort probable qu'il faudra un nouveau système fédéral de réglementation pour bien gérer les risques globaux du stockage du CO₂ à grande échelle, car la possibilité d'une fuite pourrait rendre moins efficace le stockage du CO₂ pour l'atténuation des émissions atmosphériques. Bien que la gestion des ressources géologiques et des effets locaux du stockage du CO₂ relève des provinces, la gestion du CO₂ stocké pour éliminer les émissions atmosphériques implique une responsabilité fédérale parce qu'elle découle des engagements nationaux et internationaux en matière de contrôle des émissions de CO₂. Cette responsabilité fédérale serait assumée, du moins en partie, par Environnement Canada.

Dans un avenir immédiat, on peut soutenir qu'Environnement Canada pourrait éviter de réglementer le stockage du CO₂ jusqu'à ce qu'un problème survienne. Après tout, ce stockage commencera sur une petite échelle. En outre, les organismes provinciaux de réglementation gèrent déjà le stockage du CO₂ lorsqu'il s'agit d'un effet secondaire de l'IGA (sections 2.2.1 et 3.2), et il semble fort peu probable pour l'instant qu'on mette sérieusement en doute l'idée que le CO₂ stocké dans des formations géologiques devrait être exclu des inventaires nationaux des émissions.

Bien qu'un délai soit possible, il existe de bonnes raisons pour que le gouvernement fédéral intervienne tôt dans la réglementation du stockage du CO₂. D'ici dix ans, les entreprises canadiennes chercheront probablement à obtenir un permis pour injecter sous terre d'importantes quantités de CO₂ dans le but explicite d'éviter le rejet de ce gaz dans l'atmosphère. Sans évaluation convenable des risques du CSC et de la réglementation contextuelle existante du stockage du CO₂, il y a des chances pour que les organismes de réglementation de l'environnement réagissent de façon ad hoc et élaborent un règlement pour répondre aux besoins du moment sans bien comprendre ses conséquences à long terme. Ces mesures réglementaires hâtives sont souvent difficiles à modifier et peuvent influencer sur la mise au point de la technologie pendant des décennies. Les organismes de réglementation de l'environnement, l'industrie et les OENG doivent commencer à déterminer ensemble l'état actuel et l'orientation future de la réglementation ainsi qu'à relever les préoccupations communes et à établir des compromis pour régler les différends. Environnement Canada devrait jouer un rôle de premier plan à cet égard.

Les domaines où une intervention hâtive d'Environnement Canada serait fort probablement le plus utile sont les suivants :

²⁰ Ces renseignements pourraient comprendre la quantité injectée, les méthodes employées pour l'injection et la surveillance, et une analyse sommaire des échecs ou des problèmes importants.

1. *L'évaluation des risques.* Environnement Canada devrait faciliter l'évaluation des risques du stockage du CO₂ et coordonner ses efforts avec ceux actuellement déployés aux États-Unis et ailleurs dans le monde. Bien que l'évaluation ait évidemment pour but explicite d'améliorer la connaissance technique des risques, elle peut jouer un rôle essentiel en vue d'obtenir la confiance du public à condition qu'elle soit bien faite et que divers intervenants y participent, même s'il en résulte peu de connaissances nouvelles.
2. *La fixation de buts pour la gestion du CO₂.* Des recherches visant à améliorer les méthodes de surveillance du stockage sont déjà en cours au Canada. Toutefois, l'amélioration des connaissances techniques est nécessaire, mais insuffisante pour la bonne gestion du stockage du CO₂. Les risques que comporte le stockage du CO₂ ne peuvent être éliminés, et il est certain qu'un système de gestion visant à réduire les risques à zéro se solderait par un échec. Les intervenants doivent clarifier les buts stratégiques qu'un système de gestion doit viser. Environnement Canada devrait faciliter un processus inclusif en vue de définir ces buts (section 3.2, figure 4).
3. *La clarification des engagements internationaux.* Tel qu'indiqué à la section 3.2, la question du stockage du CO₂ n'a pas encore été bien définie dans la politique internationale concernant le climat. De concert avec le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international, Environnement Canada devrait chercher à la définir.

5. Résumé : Rôles à jouer par Environnement Canada

Si le principe du CSC est largement appliqué, Environnement Canada jouera plusieurs rôles partiellement indépendants dans la gestion de la technologie. Bon nombre de ces rôles sont mentionnés implicitement dans la discussion précédente des stratégies de mise en œuvre. Dans certains domaines, comme le recours à court terme au CSC dans le secteur pétrolier et gazier (section 4.1), la responsabilité de gestion est partagée entre plusieurs ministères fédéraux et provinciaux dans une proportion complexe et déjà quelque peu litigieuse. Préciser les rôles à jouer par Environnement Canada déborde le cadre du présent rapport. Dans d'autres domaines, comme la réglementation de plusieurs polluants (section 4.3.1), le rôle d'Environnement Canada ressort plus clairement parce que les responsabilités du Ministère concernant les polluants atmosphériques classiques et celles ayant trait aux GES se chevauchent. Enfin, à la section 4.3.3, j'ai soutenu qu'Environnement Canada avait un rôle précis à jouer dans la gestion à long terme du stockage du CO₂.

Environnement Canada a un rôle général à jouer pour promouvoir le succès d'un régime national de gestion des émissions de CO₂, un rôle distinct de celui consistant à établir les modalités de la mise au point d'un système efficace de gestion du captage et du stockage du CO₂. Au cours des cinquante prochaines années, le coût de la gestion des émissions de CO₂ augmentera probablement de façon constante pour dépasser 1 % du PIB du Canada. Les querelles au sujet de la gestion des émissions de CO₂ continueront probablement de s'envenimer avec l'importance des enjeux économiques. En ce qui concerne le CSC, il y a probablement deux points essentiels pour lesquels il serait indispensable d'obtenir la confiance du public. Le premier consiste à assurer la sécurité et la stabilité du stockage du CO₂, et le deuxième, qui est peut-être le plus important, a trait à la répartition des ressources entre le CSC et d'autres moyens de gestion des émissions de CO₂. À ces deux sujets, Environnement Canada doit s'assurer que les préoccupations environnementales sont sérieusement étudiées et que le public le voit ainsi.

6. Bibliographie

1. Nordhaus, W.D., Global warming economics, *Science*, 2001, **294**: 1283–1284.
2. Parson, E.A. et D.W. Keith, Fossil fuels without CO₂ emissions, *Science*, 1998, **282**: 1053–1054.
3. Keith, D.W., Industrial carbon management: An overview, dans *Carbon Management: Implications for R&D in the Chemical Sciences and Technology*, A.T. Bell et T.J. Marks, éditeurs, 2001, Washington, DC: National Academy Press, p. 127–146.
4. Ogden, J.M., Prospects for building a hydrogen energy infrastructure, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 227–279.
5. Table de l'analyse et de la modélisation, *An Assessment of the Economic and Environmental Implications for Canada of the Kyoto Protocol*, 2000, Ottawa (Ont.): Gouvernement du Canada, Processus national sur le changement climatique.
6. Gouvernement du Canada, *Plan d'action 2000 du gouvernement du Canada sur le changement climatique*, 2000, Ottawa (Ont.).
7. Herzog, H., The economics of CO₂ separation and capture, *Technology*, 2000, **7**: 13–23.
8. Audus, H., Leading options for the capture of CO₂ at power stations, dans *Greenhouse Gas Control Technologies: Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, D. Williams *et al.*, éditeurs, 2001, Collingwood, Australie: CSIRO Publishing, p. 91–96.
9. Metz, B., *et al.*, éditeurs, *Climate Change 2001: Mitigation: Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC*, 2001, Cambridge, R.-U.: Cambridge University Press.
10. Taylor, M., E. Rubin et D. Hounshell, The effect of government actions on technological innovation for SO₂ control, dans *EPA-DOE-EPRI Combined Power Plant Air Pollutant Control Symposium*, Chicago, Illinois, 2001, Washington, DC: U.S. Environmental Protection Agency, U.S. Department of Energy, et l'Electric Power Research Institute.
11. Wichert, E. et T. Royan, Acid gas injection eliminates sulfur recovery expense, *Oil & Gas Journal*, 1997, **95**: 67–72.
12. McCann, T.J., *Toward a CO₂ Utilization Action Plan for Alberta*, 1998, Calgary (Alb.): T.J. McCann and Associates.
13. Ogden, J.M., Strategies for developing hydrogen energy systems with CO₂ sequestration, dans *Proceedings of the National Hydrogen Association Meeting*, Vienna, Virginie, 1999, Washington, DC: National Hydrogen Association, p. 239–276.
14. Block, K., *et al.*, Hydrogen production from natural gas, sequestration of recovered CO₂ in depleted gas wells and enhanced natural gas recovery, *Energy*, 1996, **22**: 161–168.
15. Clarke, T., Taming Africa's killer lake, *Nature*, 2001, **409**: 554–555.
16. Rubin, E.S., A.B. Rao et M.B. Berkenpas, A multi-pollutant framework for evaluating CO₂ control options for fossil fuel power plants, dans *First National Conference on Carbon Sequestration*, 2001, Washington, DC: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
17. Azar, C. et H. Dowlatabadi, A review of technical change in assessment of climate policy, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 513–544.
18. Grubler, A., N. Nakicenovic et D.G. Victor, Modeling technological change: Implications for the global environment, *Annual Review of Energy and the Environment*, 1999, **24**: 545–569.
19. Agence internationale de l'énergie, *Experience Curves for Energy Technology Policy*, 2000, Paris, France: Organisation de coopération et de développement

économiques/Agence internationale de l'énergie.