

Le gaz naturel est-il une bonne solution pour contrer le changement climatique au Canada?



Le gaz naturel est-il une bonne solution pour contrer le changement climatique au Canada?



Le gaz naturel est-il une bonne solution pour contrer le changement climatique au Canada?

Tous droits réservés © 2011 Fondation David Suzuki, Institut Pembina et Fondation Pembina
ISBN 978-1-897375-41-9

Livre catalogué avant publication à la Bibliothèque nationale du Canada

Par Matthew Bramley, directeur de la recherche, Institut Pembina. Conseiller ou chercheur principal dans divers projets de recherche et d'analyse en matière d'énergie, Matthew Bramley a dirigé le Programme des changements climatiques chez Pembina pendant dix ans. Auteur de nombreux ouvrages, il est l'une des voix les plus reconnues qui ont exhorté le Canada à adopter des politiques gouvernementales efficaces pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Matthew Bramley détient un doctorat en chimie théorique de l'Université de Cambridge.

REMERCIEMENTS

Ce rapport a vu le jour grâce au financement généreusement offert par John Lefebvre et la fondation Oak Foundation.

L'auteur aimerait également remercier les personnes suivantes pour leur aide :

- P.J. Partington et Dan Woynillowicz, de l'Institut Pembina, qui ont aidé l'auteur dans ses recherches.
- Dave Sawyer d'EnviroEconomics qui, bien au-delà de ses obligations professionnelles, a travaillé à la réalisation d'une nouvelle étude de modélisation économique pour ce rapport.
- Gerry Ertel et ses collègues chez Shell, qui ont consacré une demi-journée à discuter avec nous de nos résultats préliminaires.
- Toutes les personnes qui ont bien voulu réviser les premières versions de ce rapport : Michael Charles, Ing., fellow de l'Académie canadienne du génie et professeur et doyen émérite, Faculté des sciences appliquées et de génie, Université de Toronto; Ian Bruce, Tyler Bryant, Morag Carter, Ian Hanington, Karel Mayrand, Peter Robinson et Johanne Whitmore de la Fondation David Suzuki; ainsi que Karen Campbell, Clare Demerse, Adam Goehner, Peggy Holroyd, Matt McCulloch, Chris Severson Baker, Tim Weis, Ed Whittingham et Dan Woynillowicz de l'Institut Pembina.

Fondation David Suzuki

2211, 4e Avenue Ouest, bureau 219
Vancouver (Colombie-Britannique)
V6K 4S2 Canada
www.davidsuzuki.org
Téléphone : 604-732-4228
Télécopieur : 604-732-0752

Institut Pembina

Case postale 7558
Drayton Valley (Alberta)
T7A 1S7 Canada
www.pembina.org
Téléphone : 780-542-6272
Télécopieur : 780-542-6464

CONCEPTION ET PRODUCTION : Arifin Graham, Alaris Design
PHOTOS : iStock.com
RÉVISION DE LA VERSION FRANÇAISE : Christiane Dumont

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	1
1.1 Contexte et questions de la recherche	1
1.2 Offre de gaz naturel	3
1.3 Demande de gaz naturel	4
1.4 Le gaz naturel dans un avenir où le carbone est contrôlé	4
2. UTILISATION, PRODUCTION ET RÉPERCUSSIONS DU GAZ NATUREL EN AMÉRIQUE DU NORD	6
2.1 Utilisation	6
2.2 Production	8
2.3 Virage vers le gaz naturel des régions pionnières et le gaz naturel non traditionnel	10
2.4 Émissions de gaz à effet de serre	12
2.5 Impacts environnementaux non climatiques	14
2.5.1 Émissions atmosphériques	14
2.5.2 Répercussions sur l'eau	16
2.5.3 Répercussions sur le paysage et la qualité de vie	20
2.6 Évaluation environnementale	21
3. LE RÔLE DU GAZ NATUREL DANS LES SCÉNARIOS DE RÉDUCTION DES GAZ À EFFET DE SERRE	23
3.1 Introduction	23
3.2 Études de modélisations économiques récentes	23
3.2.1 Agence internationale de l'énergie (2010)	25
3.2.2 Massachusetts Institute of Technology (2010)	26
3.2.3 Resources for the Future (2010)	28
3.2.4 Jaccard and Associates (2009)	29
3.2.5 Western Climate Initiative (2010)	30
3.3 Nouvelle modélisation économique effectuée aux fins du présent rapport	31
3.4 Autres considérations	35
3.4.1 Gaz naturel dans les transports	35
3.4.2 Gaz naturel en tant que complément aux sources d'énergie renouvelables pour la production d'électricité	36
3.4.3 Le risque du « piège » des premières politiques climatiques	37
4. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	39
4.1 Les trois questions	39
4.2 Recommandations	40
4.2.1 Comment restreindre les répercussions climatiques	40
4.2.2 Comment atténuer la pollution de l'air	42
4.2.3 Comment atténuer les dangers pour l'eau	42
4.2.4 Engagement public et évaluation environnementale	43
4.2.5 Suppression de mesures incitatives ayant un effet insidieux	45



1. Introduction

1.1 Contexte et questions de la recherche

Le gaz naturel est et continuera d'être une source d'énergie de premier plan au Canada et partout au monde. Si le Canada est le cinquième producteur d'énergie en importance au monde,¹ il est le troisième pays producteur de gaz naturel.² Le pays a en effet produit plus de gaz naturel dans les deux dernières décennies que toute autre forme d'énergie.³ En 2008, 40 pour cent de l'énergie primaire⁴ produite au Canada était sous forme de gaz naturel, et 59 pour cent de ce gaz a été exporté aux États-Unis par pipeline,⁵ générant 33 milliards de dollars de revenus pour les producteurs canadiens.⁶

Alors que la production de gaz traditionnel est en baisse au Canada, des sources nouvelles et abondantes de « gaz non traditionnel » – comme le gaz de schiste – ont revigoré le secteur, malgré la faiblesse des prix. La nouvelle hausse de l'offre de gaz naturel a suscité une multitude de discussions sur le rôle que pourrait jouer le gaz dans un monde qui transforme son système énergétique. Les défenseurs du gaz naturel le présentent souvent comme un combustible « de transition » qui permettrait des réductions à court terme des émissions de gaz à effet de serre (GES) responsables du changement climatique. Cependant, pendant que les producteurs investissent de plus en plus dans l'exploration et la production accrue du gaz naturel, peu d'analyses concrètes ont été menées sur la place que devrait occuper le gaz naturel dans l'évolution de la production d'énergie au Canada, à la lumière du besoin de réduire radicalement les GES d'ici 2050.

Le rôle « de transition » du gaz naturel résistera-t-il à un examen rigoureux? Par exemple, des améliorations à l'efficacité énergétique pourraient-elles permettre d'éviter l'utilisation accrue de gaz naturel même si le virage vers l'utilisation à grande échelle d'énergie non fossile est reporté? Les lourds investissements dans une infrastructure à longue durée de gaz naturel pourraient-ils nous piéger à l'égard de cette source d'énergie et instaurer une nouvelle barrière à des réductions plus importantes de GES? Ou bien les producteurs d'électricité accepteraient-ils volontairement de mettre hors service des centrales au gaz après deux décennies seulement d'exploitation? L'urgence de réduire les émissions de GES est-elle

si absolue que nous devrions arrêter dans très peu de temps de brûler tout combustible fossile? Ou bien une continuation de la combustion de gaz naturel couplée au captage et stockage (CSC) de dioxyde de carbone (CO₂) pourrait-elle demeurer une option viable?

Ces questions au sujet du rôle du gaz naturel dans la lutte au changement climatique prennent toute leur pertinence si on tient compte des préoccupations croissantes quant aux répercussions environnementales autres que climatiques des nouveaux types de production (et d'utilisation) de ce combustible. Le projet gazier Mackenzie serait le plus important développement industriel jamais mis en branle dans l'Arctique canadien.⁷ La production de gaz non traditionnel en Colombie-Britannique pourrait faire peser une menace sensible sur les ressources en eau.^{8,9} Des quantités toujours plus importantes de gaz naturel alimentent les exploitations de sables bitumineux à haut impact environnemental en Alberta. Au Québec, la controverse au sujet des coûts et des avantages liés à l'établissement d'une industrie de gaz de schiste d'envergure ne cesse de faire les manchettes.

Le présent rapport a pour objet d'examiner le rôle des gouvernements fédéral et provinciaux du Canada en ce qui concerne l'orientation à donner à la production et à l'utilisation futures du gaz naturel compte tenu des impacts environnementaux, climatiques et autres. Le rapport examine trois questions connexes. Les réponses apportées à ces questions pourraient entraîner des conséquences très différentes sur les politiques gouvernementales. Ce cadre d'analyse est représenté à la Figure 1 ci-dessous. Il est fondé sur deux postulats d'ordre commercial et politique :

- **Commerce** : Étant donné les liens étroits entre les marchés du gaz naturel canadien et américain, les deux pays doivent être analysés ensemble. Nous écartons le Mexique de notre analyse, car bien que les États-Unis fassent le commerce du gaz naturel avec le Mexique, les volumes sont demeurés faibles jusqu'à maintenant (en 2008, les importations nettes des États-Unis en provenance du Canada représentaient 13 pour cent de leur consommation, tandis que leurs exportations nettes au Mexique en représentaient seulement 1,3 pour cent¹⁰). Aux fins du présent rapport, le terme « Amérique du Nord » désigne donc uniquement les États-Unis et le Canada. Nous supposons également, en vertu de l'information actuellement disponible (se reporter aux Sections 1.3 et 3.2) que le commerce du gaz naturel liquéfié (GNL) entre l'Amérique du Nord et le reste du monde ne deviendra pas un facteur déterminant dans les décisions sur la production en Amérique du Nord, ce qui veut dire que notre production de gaz naturel devrait correspondre étroitement à notre consommation.
- **Politique** : Si les impacts environnementaux non climatiques de la production du gaz naturel peuvent être restreints à un niveau acceptable, le résultat attendu de politiques climatiques bien conçues sera le meilleur indicateur de la voie à suivre optimale pour la production et l'utilisation du gaz naturel.¹¹ (De telles politiques devraient viser expressément l'atteinte des réductions de GES nécessaires au Canada.) À court terme, il n'est pas acquis que les gouvernements annoncent ou mettent nécessairement en œuvre de telles politiques. Cependant, si la production de gaz naturel s'éloigne de notre meilleure estimation de la voie optimale à adopter, il sera plus difficile et coûteux de mettre en place des politiques climatiques adéquates plus tard. Par conséquent, en l'absence de politiques climatiques adéquates d'entrée de

jeu, nous devons nous préparer à miser sur d'autres politiques, dont l'approbation de nouvelles installations de production, pour nous en tenir à notre meilleure estimation de la voie optimale.

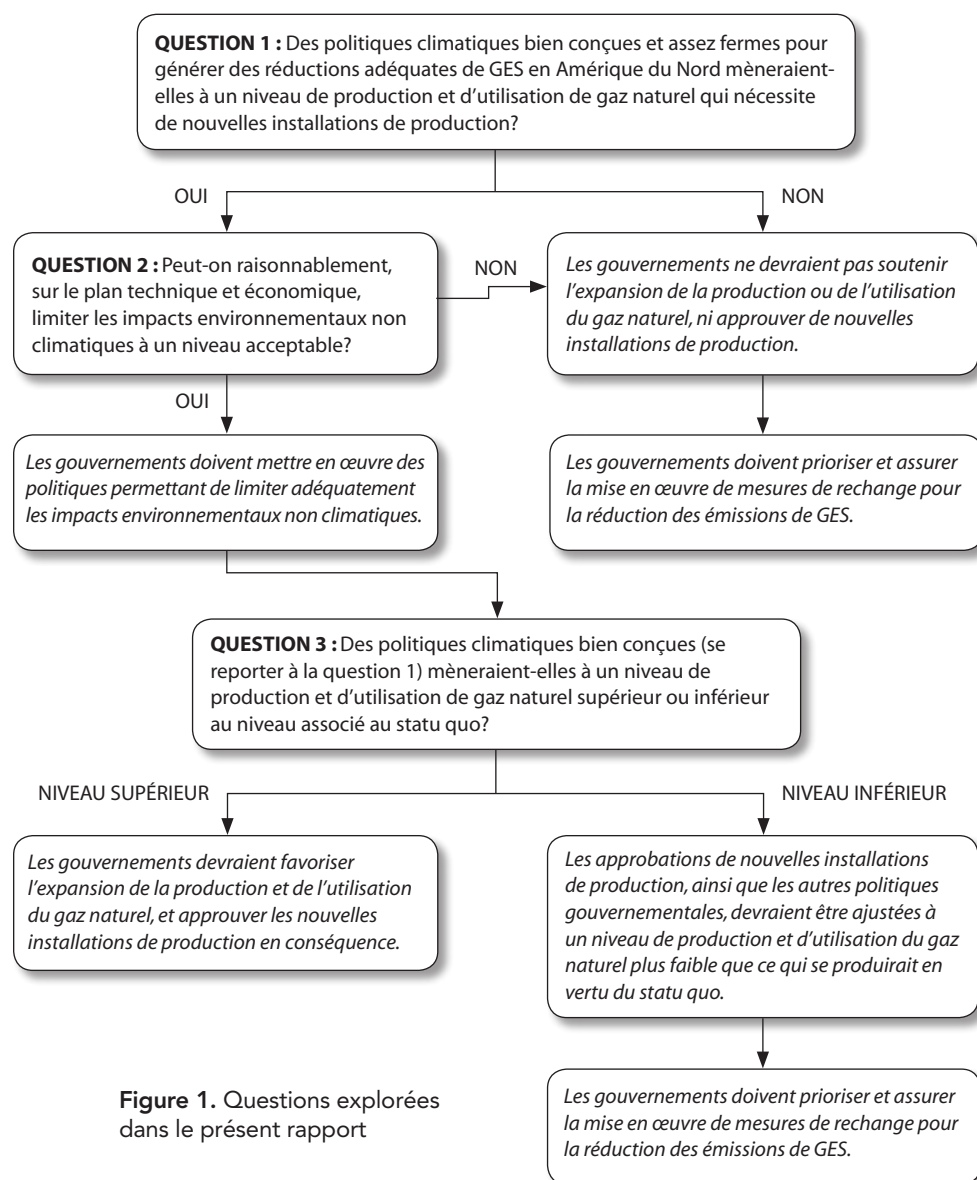


Figure 1. Questions explorées dans le présent rapport

1.2 Offre de gaz naturel

La soi-disant « révolution du gaz non traditionnel » a soulevé des attentes quant au rôle que le gaz naturel pourrait jouer dans l'avenir énergétique du Canada, un rôle plus important qu'actuellement. Ces dernières années, les producteurs ont développé une technologie qui permet de produire, à coût relativement faible, des volumes considérables de gaz à partir du schiste et d'autres formations rocheuses faiblement perméables. Cela a « complètement

transformé le portrait de l'offre et du prix du gaz en Amérique du Nord », ¹² au point où les ressources en gaz naturel du Canada dépassent maintenant 100 années d'approvisionnement au rythme actuel, alors que celles de l'Amérique du Nord peuvent assurer environ 40 ans d'offre rentable aux prix qui avaient cours au milieu de 2010 ¹³ (des prix faibles en comparaison aux quelques dernières années.)

De nouvelles sources de gaz non traditionnel, d'abord en Colombie-Britannique, puis, peut-être ultérieurement en Alberta et au Québec – auxquelles s'ajoutent le gaz de « régions pionnières » comme les Territoires du Nord-Ouest – pourraient compenser largement le déclin continu de la production de gaz naturel traditionnel dans l'Ouest canadien. Certaines projections indiquent que ces deux tendances s'annulent pratiquement. ¹⁴ Mais l'Association canadienne des producteurs pétroliers prévoit désormais une expansion plus rapide du gaz non traditionnel – en particulier du gaz de schiste – ce qui se traduirait par une augmentation de 15 pour cent environ de la production totale de gaz naturel au Canada entre 2008 et 2020. ¹⁵

1.3 Demande de gaz naturel

Cela dit, il est loin d'être acquis qu'il y aura une demande suffisante pour justifier d'importantes hausses de production. L'Office national de l'énergie prévoit une augmentation de 18 pour cent de la consommation de gaz naturel au Canada entre 2008 et 2020 (dans le contexte d'une augmentation de 13 pour cent de la consommation totale d'énergie du pays) si la gamme de programmes gouvernementaux actuellement en place ne change pas. ¹⁶ Les marchés du gaz naturel canadien et américain sont par ailleurs très étroitement liés; le marché américain étant de loin le plus important, les volumes de production canadiens sont déterminés par la demande américaine beaucoup plus que par la demande intérieure. Si les mêmes conditions devaient se maintenir (scénario du statu quo), le département de l'Énergie des États-Unis prévoit une hausse de neuf pour cent de la consommation de gaz naturel entre 2008 et 2020, et de deux pour cent seulement dans la décennie qui suivra. ¹⁷

À l'échelle mondiale, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit une hausse de 43 pour cent de la consommation de gaz naturel entre 2008 et 2030, qui s'intégrerait à une hausse de 38 pour cent de la consommation totale d'énergie, selon le scénario du statu quo élaboré par l'Agence. ¹⁸ Les producteurs nord-américains pourraient éventuellement contribuer à répondre à cette demande en commençant à exporter d'importantes quantités de GNL dans le reste du monde. Cependant, de telles exportations se heurteraient à de nombreux obstacles, notamment la concurrence d'autres fournisseurs et l'incertitude rattachée aux prix futurs dans les pays destinataires, prix qui devraient être assez élevés pour soutenir les coûts en capital d'une infrastructure de GNL. ¹⁹ Nous abordons les perspectives concernant les exportations de GNL plus en détail à la Section 3.2.

1.4 Le gaz naturel dans un avenir où le carbone est contrôlé

Nous venons de décrire des scénarios du statu quo. Il n'empêche que pour la communauté internationale, il ne s'agit pas d'une option valable : le monde a besoin de transformer son système énergétique en raison du changement climatique. Se prononçant à ce sujet, l'AIE a

indiqué que si les choses ne changeaient pas d'ici 2100, la planète se réchaufferait d'environ 6 °C, et que les conséquences seraient « très graves ».²⁰ Cela laisse place à de nombreuses questions au sujet du gaz naturel. Comme il s'agit d'un combustible fossile à base de carbone, sa combustion produit du CO₂, le principal GES responsable du changement climatique.

Il est vrai qu'étant composé essentiellement de méthane (CH₄), le gaz naturel est le combustible fossile dont la teneur est la plus faible en carbone – grandement inférieure à celles du charbon et du pétrole. Par conséquent, le remplacement de tout le charbon et de tout le pétrole par le gaz naturel permettrait de réduire les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles (71 pour cent du total des émissions de GES du Canada) d'un cinquième au Canada²¹ et du tiers aux États-Unis, approximativement.²² Ces réductions s'appliqueraient toutefois au niveau des émissions correspondant au scénario du statu quo, niveau qui s'élève constamment. Également, le remplacement à grande échelle du pétrole par le gaz naturel dans les transports se bute à de nombreux obstacles (se reporter à la Section 3.4.1). Il serait relativement facile de remplacer le charbon par le gaz naturel dans la production d'électricité étant donné l'âge avancé de nombreuses centrales au charbon.²³ Cela réduirait les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles d'environ un dixième au Canada et d'un cinquième aux États-Unis, encore une fois par rapport au niveau prévu selon le scénario du statu quo.²⁴

Toutefois, les dirigeants des gouvernements du G8 ont convenu – en se fondant sur des analyses scientifiques concernant les mesures à prendre pour éviter les pires aspects des changements climatiques – que les pays développés doivent réduire leurs émissions combinées de GES de 80 pour cent ou plus d'ici 2050, par rapport à un niveau récent absolu.²⁵ Donc, alors que le remplacement du charbon par le gaz naturel pour la production d'électricité pourrait contribuer, de façon significative, à l'atteinte des cibles nationales à court terme de réduction des GES auxquelles le Canada et les États-Unis se sont engagés (17 pour cent sous le niveau de 2005 d'ici 2020),²⁶ cette solution ne permettrait décidément pas d'atteindre les réductions nécessaires d'ici 2050. (Une autre préoccupation, abordée à la Section 2.4, concerne le fait que les émissions de méthane – lui-même un puissant GES – pendant le cycle de vie du gaz naturel pourraient être considérables.)

Cela explique pourquoi les promoteurs du gaz naturel le présentent comme un combustible de transition qui peut contribuer à réduire les émissions aux premières étapes d'une transition à long terme vers de l'énergie sans émissions.²⁷ La plupart des intéressés conviennent que ce virage devra principalement reposer sur une hausse graduelle du prix des émissions de GES (le « prix du carbone »), établi par un système de plafonnement et échange de droits ou une taxe sur le carbone. Il se pourrait qu'un prix du carbone initial modeste suffise à rendre le gaz naturel plus économique que le charbon pour la production d'électricité. Mais il ne suffirait peut-être pas à rendre l'énergie renouvelable (ou nucléaire) plus économique que le gaz naturel à grande échelle. Dans ce scénario, le gaz naturel permettrait d'atteindre des réductions d'émissions significatives à court terme, et à des coûts modestes, tandis qu'un prix du carbone plus élevé, plus tard, précipiterait l'abandon du gaz. De fait, en mettant en œuvre des normes de rendement réglementées, il serait possible de remplacer rapidement le charbon par le gaz naturel pour produire de l'électricité, sans attendre que les gouvernements mettent en place des politiques établissant un prix du carbone. Nous examinerons ces points à la Section 3.

2. Utilisation, production et répercussions du gaz naturel en Amérique du Nord

2.1 Utilisation

Le gaz naturel est la deuxième source d'énergie primaire consommée en Amérique du Nord. Il représente presque le tiers de la consommation d'énergie primaire au Canada, et le quart aux États-Unis (le pétrole étant la principale source d'énergie primaire consommée dans ces deux pays, voir le Tableau 1).

Tableau 1. Sources d'énergie primaire consommées²⁸ au Canada et aux États-Unis en 2008

SOURCE	CANADA ²⁹	ÉTATS-UNIS ³⁰	CANADA ET ÉTATS-UNIS
Pétrole ³¹	43 %	43 %	43 %
Gaz naturel	31 %	25 %	26 %
Charbon	11 %	23 %	22 %
Électricité non fossile	14 %	4 %	5 %
Biomasse	— ³²	4 %	4 % ³³

Plus de la moitié du gaz naturel consommé au Canada sert à produire de la chaleur et du courant pour l'industrie, et un autre tiers, à chauffer des immeubles. Moins du dixième sert à produire de l'électricité. La situation diffère aux États-Unis, où l'industrie consomme une proportion beaucoup plus faible du gaz naturel et la production d'électricité une proportion beaucoup plus importante. Cette différence est attribuable avant tout au rôle considérablement plus important que joue l'hydroélectricité au Canada par rapport aux États-Unis (se reporter au Tableau 2.)

Tous les combustibles fossiles sont assujettis à d'importantes fluctuations de prix au fil du temps. Mais la consommation du gaz naturel est particulièrement sensible à ces fluctuations, pour deux raisons. D'abord, le matériel dont on se sert pour brûler le gaz naturel est peu coûteux par rapport au combustible comme tel. Par exemple, les coûts de la production d'électricité rattachés aux nouvelles centrales au charbon et au gaz naturel

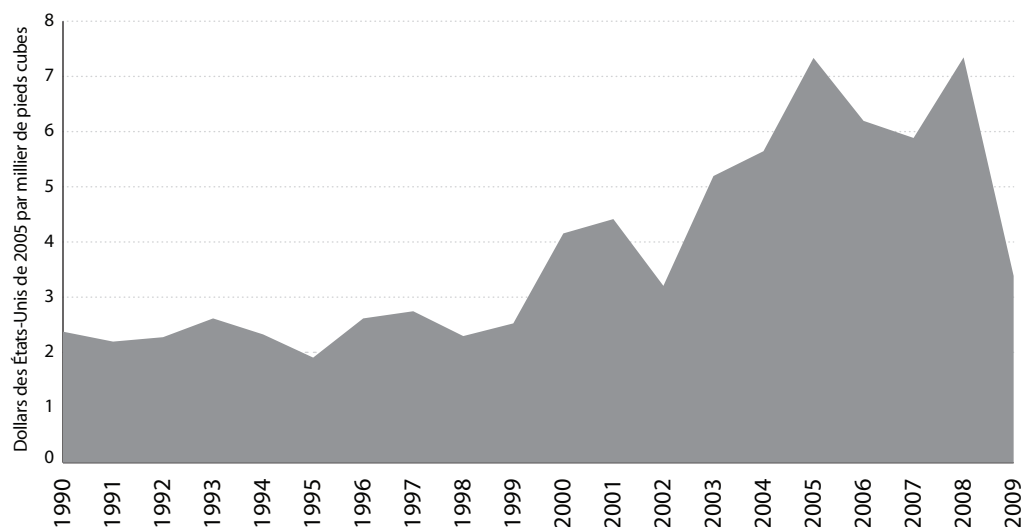
Tableau 2. Répartition de la consommation de gaz naturel au Canada et aux États-Unis en 2008

UTILISATION	CANADA ³⁴	ÉTATS-UNIS ³⁵
Industrie ³⁶	60 %	38 %
Habitation	19 %	20 %
Immeubles commerciaux/institutionnels	14 %	13 %
Production d'électricité	7 %	28 %
Transport routier	0,05 %	0,12 %

sont comparables, mais ils sont attribuables avant tout au coût du capital dans le cas du charbon, et du combustible dans le cas du gaz naturel.³⁷ Ensuite, il peut être relativement facile de remplacer le gaz naturel par d'autres sources d'énergie dans l'industrie, le bâtiment et la production d'électricité. Ce n'est pas le cas du pétrole, qui est principalement utilisé aux fins de transport, et pour lequel aucune solution de rechange n'a été encore commercialisée à grande échelle.

Il convient de noter que le gaz naturel peut comporter certains avantages à l'utilisation par rapport aux autres solutions. Par exemple, il est possible d'ajuster rapidement la production d'énergie des turbines au gaz naturel. Cela signifie que dans des réseaux électriques dépourvus d'autres sources d'alimentation sur demande comme l'hydroélectricité, les centrales au gaz jouent un rôle important. Elles suivent les fluctuations des tendances de consommation d'électricité quotidiennes et complètent les sources de production variables comme l'énergie éolienne.

Les importantes variations de prix et la sensibilité de la consommation à ces variations rendent hasardeuse toute prévision quant à l'utilisation future du gaz naturel. La Figure 2 montre que les prix annuels moyens aux têtes de puits aux États-Unis ont varié d'un facteur de presque quatre au cours des deux dernières décennies. La hausse fulgurante de 1999 à 2005–2008 fut le produit du déclin de la production de gaz naturel traditionnel à une époque où l'ampleur des ressources non traditionnelles était encore mal comprise.³⁸ Les prix canadiens sont étroitement liés aux prix américains.

**Figure 2.** Prix annuel moyen du gaz naturel aux têtes de puits aux États-Unis, de 1990 à 2009³⁹

Il convient de garder à l'esprit l'incertitude inhérente aux prévisions sur l'utilisation du gaz naturel au moment de prendre connaissance du Tableau 3, qui résume les versions les plus récentes des prévisions de deux organismes nationaux qui font autorité – soit l'Office national de l'énergie du Canada et le département de l'Énergie des États-Unis. Les deux organismes se sont fondés sur des scénarios « de référence » (maintien du statu quo) où aucun changement n'est apporté aux programmes gouvernementaux actuellement en place.^{40,41} Au Canada, on prévoit que la consommation de gaz naturel augmentera un peu plus rapidement que la consommation totale d'énergie, avec pour facteur contributif important l'expansion de la production des sables bitumineux.⁴² On prévoit également que la consommation de gaz naturel augmentera plus rapidement que la consommation totale d'énergie aux États-Unis d'ici 2020, et que l'industrie en général absorbera la majeure partie de l'augmentation de l'utilisation du gaz.⁴³ Cela dit, on anticipe que la consommation de gaz aux États-Unis n'augmentera presque pas au cours de la décennie qui suivra. Dans les deux pays, on prévoit d'importantes améliorations au chapitre de l'efficacité énergétique. La consommation totale d'énergie augmentera beaucoup plus lentement que le PIB (qui devrait croître de plus de 30 pour cent dans chacun des deux pays, entre 2008 et 2020⁴⁴).

Tableau 3. Évolution de la consommation de gaz naturel en vertu de scénarios du statu quo au Canada et aux États-Unis

		CANADA ⁴⁵	ÉTATS-UNIS ⁴⁶	CANADA ET ÉTATS-UNIS
Part du gaz naturel dans la consommation d'énergie primaire	2008	30 % ⁴⁷	26 % ⁴⁸	26 %
	2020	31 %	27 %	28 %
	2030	–	26 %	–
Augmentation de la consommation entre 2008 et 2020	Gaz naturel	18 %	9 %	10 %
	Énergie primaire totale	13 %	3 %	5 %
Augmentation de la consommation entre 2008 et 2030	Gaz naturel	–	11 %	–
	Énergie primaire totale	–	10 %	–

2.2 Production

Bien que le pétrole soit la principale source d'énergie primaire consommée en Amérique du Nord, le gaz naturel est la principale source d'énergie primaire qui y est produite – cette différence étant attribuable à l'ampleur des importations de pétrole en provenance des autres continents aux États-Unis. Au Canada, le gaz naturel et le pétrole étaient, presque à égalité, les principales sources d'énergie primaires produites en 2008 (se reporter au Tableau 4).

Tableau 4. Sources d'énergie primaire produites⁴⁹ au Canada et aux États-Unis en 2008

SOURCE	CANADA ⁵⁰	ÉTATS-UNIS ⁵¹	CANADA ET ÉTATS-UNIS
Gaz naturel	40 %	32 %	33 %
Charbon	9 %	36 %	31 %
Pétrole ⁵²	41 %	20 %	24 %
Électricité non fossile	10 %	6 %	7 %
Biomasse	— ⁵³	6 %	5 % ⁵⁴

Comme nous l'avons noté à la Section 1.1, en 2008, 59 pour cent du gaz naturel produit au Canada a été exporté par pipeline aux États-Unis.⁵⁵ Compte tenu des exportations de ce pays vers le Canada, les exportations nettes du Canada aux États-Unis se chiffraient à 50 pour cent de la production intérieure⁵⁶ et représentaient 13 pour cent de la consommation aux États-Unis.⁵⁷

Les prévisions « de référence » de l'Office national de l'énergie et du département de l'Énergie des États-Unis (se reporter à la Section 2.1) anticipent, respectivement, une baisse de trois pour cent de la production du gaz naturel au Canada entre 2008 et 2020^{58,59} mais une augmentation de 15 pour cent de la production aux États-Unis au cours de la même période.⁶⁰ Selon les prévisions américaines, la production augmentera beaucoup moins rapidement aux États-Unis après 2020, ce qui donne une augmentation totale de 24 pour cent de 2008 à 2030⁶¹ (les prévisions canadiennes ne vont pas au-delà de 2020). Les deux organismes conviennent qu'en vertu de la hausse de la consommation au Canada (se reporter au Tableau 3 ci-dessus) et de la légère diminution de sa production les exportations canadiennes de gaz naturel vers les États-Unis diminueront du tiers environ entre 2008 et 2020.⁶² Il est également prévu que le Canada commence à importer des quantités modestes de GNL⁶³ (en fait, le premier terminal d'importation de GNL du Canada a été mis en fonction en 2009⁶⁴).

Un important virage concernant les sources de gaz naturel et les technologies de l'extraction sous-tend ces prévisions. Au Canada et aux États-Unis, l'extraction de gaz naturel dit traditionnel suit un déclin à long terme parallèle à l'augmentation de la production de gaz non traditionnel. On prévoit aussi une hausse de la production de gaz dite pionnière dans les régions éloignées. Si les prévisions concernant la *consommation* de gaz naturel sont particulièrement incertaines étant donné la sensibilité aux fluctuations des prix, le degré d'incertitude des prévisions sur la *production* de gaz naturel augmente lui aussi, en raison du développement de nouvelles régions de production et de nouvelles technologies. Ce fait est illustré par le contraste entre les prévisions de l'Office national de l'énergie – qui prévoit une baisse de la production canadienne entre 2008 et 2020 – et celles de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), qui prévoit une hausse de la production d'environ 15 pour cent au cours de la même période, en se fondant sur une expansion plus rapide du gaz non traditionnel.⁶⁵ Au moment d'interpréter la prévision de l'ACPP, il faut évidemment tenir compte de son intérêt substantiel à l'égard de l'expansion de la production.

2.3 Virage vers le gaz naturel des régions pionnières et le gaz naturel non traditionnel

Il importe d'examiner les caractéristiques du gaz non traditionnel et du gaz extrait des régions pionnières, parce qu'ils comportent des risques environnementaux beaucoup plus importants que le gaz traditionnel qu'ils remplacent.

- **Le gaz naturel traditionnel** est contenu dans des formations rocheuses perméables se trouvant à des emplacements facilement accessibles sur la terre ferme. Il est habituellement extrait par forage vertical. Le gaz en solution, sous-produit de la production du pétrole brut, compte également dans la catégorie du gaz naturel traditionnel.
- **Le gaz des régions pionnières** est extrait dans des régions éloignées où les conditions d'exploitation sont beaucoup plus exigeantes – et donc beaucoup plus risquées. Sa commercialisation nécessite des infrastructures spéciales. L'Office national de l'énergie inclut toute la production dans les eaux côtières et au nord du 60^e parallèle dans ce type de production.⁶⁶ Cela comprend le gaz produit au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et le projet gazier Mackenzie. Aux États-Unis, ce terme pourrait s'appliquer au gaz de l'Alaska.
- **Le gaz non traditionnel** se trouve à l'état libre dans des formations rocheuses à faible perméabilité ou est lié (adsorbé) aux surfaces de ces formations. Pour extraire ce gaz en volumes commerciaux, les producteurs doivent habituellement forer de nombreux puits horizontaux dans la roche et injecter des liquides à haute pression pour la

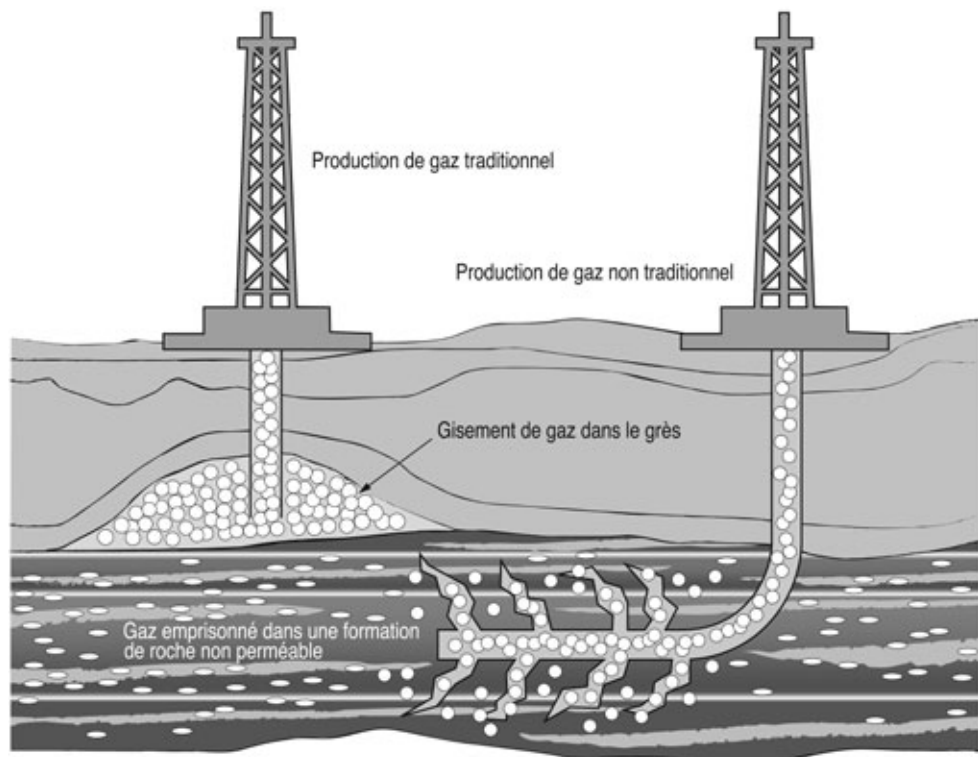


Figure 3. Extraction du gaz traditionnel et non traditionnel

fracturer (c'est ce qu'on appelle la « fracturation hydraulique »). Plusieurs puits peuvent être forés à partir d'un seul site de forage pour limiter la perturbation de la surface.

Bien que la fracturation hydraulique soit utilisée depuis des décennies, cela fait peu de temps que les producteurs la combinent au forage horizontal pour exploiter les ressources de gaz non traditionnel – notamment, les vastes gisements de gaz de schiste. Ce procédé a été utilisé pour la première fois au Texas, aussi récemment qu'en 2002–2003.⁶⁷ Le déploiement de cette technologie a ensuite pris une expansion rapide, galvanisée par les prix élevés du gaz naturel pendant la période de 2005 à 2008. C'est ce que l'on décrit couramment sous le terme de « révolution du gaz non traditionnel » qui, comme mentionné à la Section 1.2, a « complètement transformé le portrait de l'offre et du prix du gaz en Amérique du Nord ».⁶⁸ Le volume des ressources de gaz naturel au Canada (estimation du gaz pouvant être récupéré et commercialisé) se chiffre maintenant à plus de 100 ans d'approvisionnement au rythme actuel, et est maintenant dominé par le gaz non traditionnel.⁶⁹ L'Amérique du Nord, elle, possède des réserves lui assurant environ 40 ans d'offre rentable aux prix qui avaient cours au milieu de 2010.⁷⁰ Ces prix étaient faibles en comparaison aux quelques dernières années (bien qu'ils aient chuté davantage depuis).

Trois types de gaz non traditionnels sont maintenant exploités :⁷¹

- **Le gaz de schiste** – comme son nom l'indique – se trouve dans le schiste, une roche à grains fins formée à partir d'anciens dépôts de boue. Les principales sources de gaz de schiste au Canada se trouvent dans le nord-est de la Colombie-Britannique (bassin de Horn River et Montney), dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan (groupe du Colorado), dans la vallée du Saint-Laurent au Québec (formation d'Utica) ainsi qu'en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick (formation de Horton Bluff).⁷² Les gisements du Québec et des États-Unis s'étendent aussi dans le sud de l'Ontario.⁷³ La production connaît une hausse marquée en Colombie-Britannique, tandis qu'une exploration extensive est en cours au Québec.
- **Le gaz de réservoir étanche** est semblable au gaz de schiste, en ce que le gaz est fermement emprisonné dans des formations rocheuses, mais dans ce cas, la roche n'est pas faite de schiste. Il n'existe pas de définition distincte pour le gaz de réservoir étanche au Canada. Les catégories du gaz traditionnel et du gaz de réservoir étanche, et de ce dernier et du gaz de schiste, peuvent se chevaucher. Par exemple, le gisement de Montney en Colombie-Britannique est indistinctement désigné comme recelant du gaz de schiste et du gaz de réservoir étanche.⁷⁴ On trouve du gaz de réservoirs étanches à divers endroits dans l'Ouest canadien.
- **Le méthane de houille** est du gaz naturel se trouvant dans les filons de charbon, comme dans l'Ouest canadien et en Nouvelle-Écosse.⁷⁵

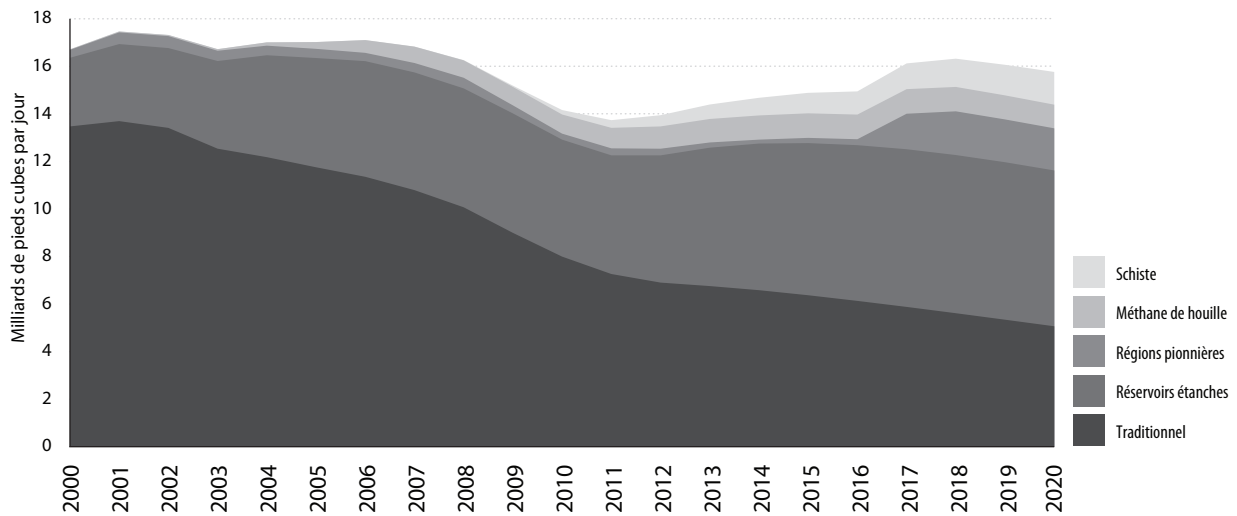


Figure 4. Prévion de l'Office national de l'énergie sur les types de productions gazières au Canada⁷⁶

La Figure 4 illustre les différentes contributions de gisements de gaz traditionnel, de régions pionnières, de schiste et de réservoir étanche, en plus du méthane de houille dans la production canadienne depuis 2000, ainsi que la production future selon la prévision du scénario de référence de l'Office national de l'énergie. La figure montre clairement la transition en cours entre le gaz traditionnel et le gaz non traditionnel, jusqu'au gaz des régions pionnières. Aux États-Unis, la situation est assez semblable,⁷⁷ à la seule différence, notable, que le développement du gaz de schiste est plus avancé là-bas.

2.4 Émissions de gaz à effet de serre

Le gaz naturel étant composé essentiellement de méthane (CH_4) il émet du CO_2 quand on le brûle pour produire de l'énergie. Cependant, la combustion du gaz naturel produit considérablement moins de CO_2 par unité d'énergie utilisable que d'autres combustibles fossiles comme le charbon ou les produits pétroliers. Cela s'explique par le fait que le gaz naturel contient moins de carbone que d'autres combustibles fossiles, et également parce que les dispositifs de combustion du gaz naturel ont tendance à être plus éconergétiques (ils gaspillent moins d'énergie du combustible) que les dispositifs qui brûlent un autre type de combustible. Le Tableau 5 l'illustre bien, en comparant le rendement de centrales électriques récentes qui utilisent le charbon pulvérisé et de centrales à cycle combiné utilisant le gaz naturel⁷⁸ (ce sont les types de centrales qui dominent actuellement la nouvelle production d'électricité au moyen des deux combustibles).

Tableau 5. Comparaison entre la production d'électricité à partir du charbon et du gaz naturel⁷⁹

	CHARBON PULVÉRISÉ	GAZ NATUREL (CENTRALE À CYCLE COMBINÉ)
Efficacité énergétique	40 à 43 %	50 à 53 %
Émissions de CO ₂ (kg/MWh)	722 à 941	344 à 364
Émissions de SO ₂ (ng/l)	198 à 1 462	0 à 0,7
Émissions de NO _x (ng/l)	219 à 258	5
Émissions de MP ₁₀ et MP _{2,5} (ng/l)	15 à 30	2

NOTE : l'efficacité énergétique est exprimée par rapport au pouvoir calorifique supérieur; les émissions sont celles de la combustion et elles excluent la production du combustible.

Alors que le remplacement du charbon et du pétrole par le gaz naturel réduira les émissions de CO₂, les émissions issues de la combustion du gaz naturel demeureront très importantes. Comme l'indique la Section 1.4, le remplacement de tout le charbon et de tout le pétrole par le gaz naturel réduirait les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles (71 pour cent des émissions de GES totales du Canada) d'un cinquième seulement au Canada et du tiers aux États-Unis, approximativement, comparativement au niveau d'émissions correspondant au statu quo. À lui seul, le remplacement du charbon par le gaz naturel dans la production de l'électricité réduirait les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles d'environ un dixième au Canada et d'un cinquième aux États-Unis, encore une fois par rapport au niveau prévu en cas de statu quo. Cela pourrait contribuer, de façon significative, à l'atteinte des cibles nationales de réduction des GES à court terme, auxquelles le Canada et les États-Unis se sont tous deux engagés. Mais cette avenue ne permettrait décidément pas d'atteindre les réductions de 80 pour cent et plus des émissions de GES (par rapport à un niveau récent absolu) que les dirigeants du G8 ont jugées nécessaires pour les pays développés d'ici 2050 pour éviter, selon les analyses scientifiques, les pires aspects du changement climatique.⁸⁰

Selon les estimations d'Environnement Canada, les émissions de CO₂ issues de l'utilisation du gaz naturel en tant que produit final représentent environ les quatre cinquièmes des émissions totales de GES (en équivalents CO₂⁸¹) issues du cycle de vie du gaz naturel utilisé au Canada. L'autre cinquième constitue des émissions en amont : celles provenant de la production, du traitement, de la transmission et de la distribution du gaz.⁸² De ces émissions en amont, environ la moitié est attribuable à la combustion du gaz naturel qui fournit de l'énergie aux installations de production et aux pipelines. Environ un tiers provient de fuites dites fugitives de méthane, et la majeure partie du reste est du CO₂ extrait du gaz naturel brut qu'on rejette dans l'atmosphère.⁸³ Le gaz naturel à l'état brut contient une quantité de CO₂ qui varie selon le gisement où on le trouve. Par exemple, le gaz de schiste du bassin de Horn River en Colombie-Britannique contient environ 12 pour cent de CO₂, tandis que celui de la formation d'Utica au Québec contient moins d'un pour cent de CO₂.⁸⁴

Puisque les estimations comme celles que nous venons de citer indiquent que les émissions de GES en amont dans le cycle de vie du gaz naturel demeurent relativement modestes en comparaison aux émissions liées à son utilisation comme produit final, il est

généralement admis que le gaz naturel entraîne des émissions de GES considérablement inférieures à celles d'autres combustibles fossiles au cours de son cycle de vie entier.⁸⁵

On ne peut encore établir clairement dans quelle mesure la production de gaz non traditionnel entraîne plus d'émissions de GES en moyenne que la production de gaz traditionnel. Une étude récente⁸⁶ sur les émissions de GES issues du gisement de gaz de schiste Barnett au Texas, publiée par l'Environmental Defense Fund (EDF), a révélé que les émissions de GES en amont moyennes par unité de gaz produite sont environ 40 pour cent *inférieures* aux émissions en amont moyennes par unité de gaz naturel actuellement produite au Canada (encore une fois selon les estimations d'Environnement Canada).⁸⁷ Cependant, le gaz de schiste brut de Barnett contient environ 1,5 pour cent seulement de CO₂ – une teneur grandement inférieure aux sources initiales de gaz de schiste canadien.⁸⁸ Également, l'Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement (EPA, Environmental Protection Agency) a récemment publié un facteur d'émission révisé⁸⁹ pour le méthane qui s'échappe dans l'atmosphère pendant la fracturation hydraulique de puits de gaz non traditionnels, facteur qui représente presque le double de celui⁹⁰ utilisé dans l'étude de l'EDF. L'utilisation du facteur de l'EPA aurait augmenté d'environ 10 pour cent les émissions totales de GES (équivalent CO₂) figurant dans l'étude de l'EDF. Cependant, l'EPA attribue un haut degré d'incertitude à ce facteur et fait remarquer que les émissions de méthane émises dans l'atmosphère peuvent être presque éliminées, en termes d'équivalent CO₂, par le torchage, obligatoire dans certains États.⁹¹

Une étude récemment publiée dans la revue scientifique *Climatic Change* donne à penser que le volume de méthane émis pendant le cycle de vie du gaz naturel pourrait être considérablement plus élevé que les estimations d'usage (comme celles formulées par Environnement Canada). L'étude conclut que le total des émissions de GES issues du cycle de vie du gaz naturel pourrait donc se rapprocher de celles issues du cycle de vie du charbon, voire les dépasser, surtout dans le cas du gaz de schiste.^{92, 93} Cependant, l'auteur principal a reconnu que l'étude repose nécessairement sur des renseignements « épars » et « peu étayés ». ⁹⁴ Manifestement, il faudrait mener des recherches pour quantifier de façon beaucoup plus fiable les émissions de méthane associées au gaz naturel. Les études de modélisation économique décrites à la Section 3 du présent rapport reposent sur des estimations d'usage de ces émissions. Si on finissait par établir que ces estimations sont trop faibles, nous devrions rendre nos conclusions (Section 4) moins favorables à l'égard du gaz naturel.

2.5 Impacts environnementaux non climatiques

2.5.1 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

La combustion du gaz naturel a tendance à produire de beaucoup plus petites quantités de polluants atmosphériques que les autres combustibles fossiles. Ce fait est illustré au Tableau 5, dans le cas particulier de la production d'électricité. Environnement Canada ne quantifie pas les émissions nationales associées à la combustion du gaz naturel dans tous les secteurs. Mais on peut les estimer, de manière très approximative, en supposant que la combustion de tout le gaz naturel produit les mêmes émissions par unité de combustible

que la production d'électricité à partir de gaz naturel, dont Environnement Canada quantifie les émissions nationales. Si on se fie à cette approche, la combustion du gaz naturel semble représenter une portion significative des émissions canadiennes d'oxydes d'azote et peut-être de mercure, mais une portion minime des émissions nationales des autres polluants atmosphériques principaux (se reporter au Tableau 6).

Les oxydes d'azote (NO_x) et le mercure sont des substances toxiques au sens de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* en raison de leurs impacts sur la santé humaine et l'environnement. Les émissions de NO_x contribuent aux pluies acides. Elles sont également l'un des principaux précurseurs de l'ozone troposphérique et des poussières fines, les principales composantes du smog. Santé Canada a reconnu que la pollution de l'air est associée à des milliers de décès prématurés au Canada chaque année.⁹⁵ Le mercure est un métal hautement toxique et le gouvernement fédéral a pris un ensemble de mesures visant à en réduire les rejets dans l'environnement.⁹⁶

La réduction sélective catalytique (RSC) permet de réduire de 80 à 95 pour cent les émissions de NO_x issues de turbines au gaz naturel de technologie standard.⁹⁷ Cette technologie coûte seulement de 0,1 à 0,3 cent par kilowatt-heure en production d'électricité,⁹⁸ et a été exigée ces dernières années par l'EPA, aux États-Unis, pour toutes les centrales électriques au gaz à cycle combiné.⁹⁹

Tableau 6. Contribution de la combustion de gaz naturel et de la production et du traitement de pétrole et de gaz aux émissions canadiennes des principaux polluants atmosphériques¹⁰⁰

		MP_{10}	$\text{MP}_{2,5}$	SO_x	NO_x	COV	CO	NH_3	Pb	Cd	Hg
Contribution aux émissions totales de l'industrie ¹⁰¹ et de toute combustion de combustibles	Toute combustion de gaz naturel ¹⁰² (approximative)	5 %	6 %	1 %	18 %	1 %	2 %	5 %	0,2 %	5 %	10 %
	Production et traitement du pétrole et du gaz naturel	2 %	3 %	9 %	19 %	26 %	5 %	6 %	Non quantifiée		

LÉGENDE : MP_{10} = matière particulaire sous 10 microns; $\text{MP}_{2,5}$ = matière particulaire sous 2,5 microns; SO_x = oxydes de soufre; NO_x = oxydes d'azote; COV = composés organiques volatils; CO = monoxyde de carbone; NH_3 = ammoniac; Pb = plomb; Cd = cadmium; Hg = mercure.

Une importante pollution atmosphérique est également induite par la production du gaz naturel. La production et le traitement de la combinaison pétrole et gaz naturel comptent pour une part substantielle des émissions canadiennes de composés organiques volatils (COV), de NO_x et de SO_x (se reporter au Tableau 6). Selon une étude commandée par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, la production de pétrole compte pour la majeure partie de ces émissions de COV, mais c'est la production de gaz naturel qui génère la plus grande part des émissions de NO_x et de SO_x .¹⁰³

Certains gisements de gaz naturel contiennent des quantités substantielles de sulfure d'hydrogène (H_2S) – un gaz mortel à des concentrations suffisamment élevées. La majeure partie du H_2S est normalement retirée et détruite, ou réinjectée sous terre pendant le traitement du gaz, mais une certaine partie est rejetée dans l'atmosphère,¹⁰⁴ et des émissions

dangereuses peuvent survenir accidentellement. D'ailleurs il y a encore à l'occasion des décès accidentels imputables au H_2S se trouvant dans le gaz naturel.^{105,106}

Les puits de gaz naturel¹⁰⁷ et les usines de traitement¹⁰⁸ peuvent être des sources importantes d'émissions atmosphériques de benzène, un agent reconnu pour sa cancérogénicité chez les humains.¹⁰⁹

2.5.2 RÉPERCUSSIONS SUR L'EAU

La production de gaz naturel non traditionnel présente un danger pour les sources d'eau potable parce qu'elle nécessite le forage et la fracturation de la roche sous la surface du sol, le transport de substances dangereuses par les cavités ainsi créées et la production d'importantes quantités d'eaux usées contaminées. De plus, la production de gaz par fracturation hydraulique consomme d'importantes quantités d'eau. Le danger est accru dans un contexte où les autorités réglementaires canadiennes n'ont en général qu'une connaissance limitée de la structure et de l'utilisation des sources d'eau potable souterraines.¹¹⁰ Par exemple, en novembre 2010, le ministère de l'Environnement du Québec a reconnu que certaines localités visées pour la production du gaz de schiste ne sont pas encore couvertes par son programme de cartographie de l'eau souterraine, et qu'en aucun cas ce programme n'a déterminé la profondeur de l'eau potable – une information essentielle pour s'assurer que les colonnes de ciment de surface (voir ci-dessous) des puits de gaz naturel sont assez longues pour protéger l'eau potable.¹¹¹ En décembre 2010, le vérificateur général de la Colombie-Britannique estimait que les « données [du ministère de l'Environnement] au sujet de l'eau souterraine sont insuffisantes pour lui permettre d'assurer la viabilité de la ressource ».¹¹²

Migration du gaz naturel

Pour empêcher le contact entre le contenu du puits et la roche et l'eau avoisinantes, on isole les puits de gaz naturel au moyen de couches de tubage d'acier entouré de ciment. Le ciment devrait prévenir toute migration de l'eau ou du gaz le long du puits de forage. Cependant, une cimentation ou un tubage inappropriés peuvent entraîner des fuites. La catastrophe récente qui a frappé la plate-forme *Deepwater Horizon* de BP dans le golfe du Mexique en est un exemple tristement célèbre.¹¹³

Le méthane est la principale composante du gaz naturel brut. L'eau souterraine et les puits d'eau potable peuvent parfois contenir du méthane d'origine biologique qui n'a rien à voir avec des activités industrielles.¹¹⁴ Cependant, la migration de gaz naturel vers la surface, notamment vers les puits d'eau potable et d'autres structures de surface, par suite d'une cimentation ou d'un tubage inadéquats de puits de pétrole ou de gaz (dans certains cas, de vieux puits abandonnés), a été nettement établie à plusieurs endroits, dont des puits de pétrole en Alberta et des puits de méthane de houille aux États-Unis.¹¹⁵ En 2009, le Department of Environmental Protection de la Pennsylvanie a déterminé que la cimentation ou le tubage inadéquats de puits de gaz de schiste récents avaient causé la migration de gaz dans l'eau approvisionnant 14 foyers.¹¹⁶ D'autres preuves de contamination d'eau potable au méthane en Pennsylvanie associée à l'extraction de gaz de schiste ont été réunies dans une étude récente publiée dans la revue *Proceedings of the National Academy of Sciences*.¹¹⁷ L'étude établit des preuves solides selon lesquelles le méthane provient du gaz de schiste et non de sources biologiques de surface, les coupables probables étant plutôt les fuites dans le tubage des puits.

De même, en novembre 2010, des inspecteurs du gouvernement du Québec ont détecté des concentrations de méthane très élevées – plus de 20 pour cent – dans l'air qui entourait quatre puits d'exploration de gaz de schiste.¹¹⁸ Le ministère de l'Environnement de la province a confirmé que dans au moins un des cas, le méthane provenait du gaz de schiste et non de sources biologiques.¹¹⁹

Le méthane est explosif, mais non toxique. Cependant, comme l'indique la Section 2.5.1, le gaz naturel brut peut contenir des substances toxiques comme le sulfure d'hydrogène et le benzène. Si le gaz naturel migre dans l'eau souterraine, le benzène pourrait faire de même.

Migration des liquides de fracturation

Dans les cas où la cimentation ou le tubage des puits de gaz naturel utilisant la technologie de fracturation hydraulique seraient défectueux, les liquides de fracturation pourraient contaminer l'eau potable souterraine. Cependant, aucun cas établissant un lien sans équivoque entre une telle contamination et la propagation souterraine de liquides de fracturation n'a pu être clairement identifié.¹²⁰ Il faut aussi reconnaître que si la *combinaison* de la fracturation hydraulique et du forage horizontal est nouvelle, la fracturation comme telle ne l'est pas : plus d'un million de puits ont été fracturés par des moyens hydrauliques en Amérique du Nord en six décennies.¹²¹

La composition des liquides de fracturation peut varier grandement. Dans la production de gaz de schiste, les liquides types sont composés d'eau, de sable et de produits chimiques qui sont ajoutés pour modifier la viscosité du liquide, tuer les bactéries, empêcher certaines réactions chimiques, etc. Le New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC) a dressé une liste de près de 200 produits chimiques utilisés ou proposés pour la fracturation hydraulique de gisements de gaz de schiste de l'État. Si certains de ces produits ne sont pas dangereux, le NYSDEC relève tout de même d'importants effets indésirables potentiels d'autres produits sur la santé.¹²² Des élus démocrates siégeant à trois comités de la Chambre des représentants des États-Unis ont récemment publié une liste de 750 substances qui ont été utilisées aux fins de fracturation hydraulique de puits de pétrole et de gaz aux États-Unis entre 2005 et 2009, selon l'information volontairement fournie par les producteurs. Parmi ces substances, 29 sont des agents reconnus pour leur cancérogénicité ou soupçonnés d'être cancérogènes chez l'humain, ou des produits chimiques toxiques réglementés.¹²³

Jusqu'à tout récemment, les entreprises répugnaient, dans l'ensemble, à divulguer la composition de leurs liquides de fracturation, une tendance en voie de changer. Par exemple, les organismes de réglementation des États-Unis ont lancé un site Web où plus de 40 entreprises divulguent maintenant volontairement la composition de leurs liquides de fracturation, par puits.¹²⁴ Plusieurs États américains obligent désormais les entreprises à divulguer la composition de leurs liquides de fracturation aux organismes de réglementation^{125,126} et le Québec a annoncé qu'il en fera autant,¹²⁷ bien qu'on ne sache pas encore dans quelle mesure les renseignements seront accessibles au public. Au Canada, les entreprises doivent signaler les substances injectées sous terre à l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP), mais les liquides de fracturation échappent à cette disposition, puisque les puits de pétrole et de gaz sont actuellement exemptés de l'INRP.¹²⁸

Entre 20 et 85 pour cent des liquides de fracturation demeurent sous terre de façon permanente.¹²⁹ La capacité de ces liquides de contaminer directement l'eau potable par l'intermédiaire de la roche fracturée est fonction de la profondeur du gisement de gaz. La profondeur de la plupart des gisements de gaz de schiste au Canada¹³⁰ et aux États-Unis¹³¹ varie de plusieurs centaines à plusieurs milliers de mètres sous la surface, ce qui est beaucoup plus profond que le niveau habituel le plus profond de l'eau potable (l'eau souterraine devient salée à plus de quelques centaines de mètres¹³²). Le Ground Water Protection Council, l'association américaine des organismes des États qui réglementent l'eau souterraine (incluant des départements de l'Environnement et des Ressources naturelles) a conclu que la profondeur des gisements ainsi que les barrières rocheuses au-dessus rendent tout risque de contamination de l'eau souterraine extrêmement improbable.¹³³ Cependant, au moins un hydrogéologue a publié une analyse détaillée qui l'amène à conclure que les liquides de fracturation profonds pourraient atteindre l'eau potable en quelques décennies ou quelques siècles.¹³⁴

Certains gisements de gaz non traditionnels – comme des gisements de méthane de houille en Alberta¹³⁵ – se trouvent parfois à la même profondeur, près de la surface, que l'eau potable. L'Energy Resources Conservation Board (ERCB) de l'Alberta interdit la fracturation à moins de 200 mètres (horizontaux) si un puits d'eau potable se situe à 50 mètres ou moins (verticaux) de la profondeur suggérée pour la fracturation. De plus, l'ERCB permet uniquement des liquides de fracturation « non toxiques » à des profondeurs où se trouve de l'eau potable.¹³⁶ Toutefois, selon la British Columbia Oil and Gas Commission, « la propagation de fractures par suite d'opérations de fracturation hydraulique à grande échelle s'est révélée difficile à prédire. Des failles existantes dans les gisements cibles pourraient favoriser des longueurs de fractures dépassant les attentes. »¹³⁷ La Commission est au fait de nombreux « incidents de communication d'une fracture à l'autre » dans la province, à des endroits où la fracturation hydraulique a créé un pont imprévu entre puits adjacents.¹³⁸ Cela donne à penser que certains liquides de fracturation issus de la production de gaz non traditionnel près de la surface s'infiltreront probablement dans l'eau potable souterraine.

Des représentants de l'industrie indiquent que des liquides de fracturation véritablement non toxiques existent et qu'ils peuvent convenir dans certaines conditions, mais ils sont plus coûteux que les liquides habituels.¹³⁹ Bien que ce soit encourageant, l'ajout non contrôlé de toute substance extrinsèque à des sources d'eau potable est préoccupant.

Contamination de la surface

Le risque le plus important de contamination de l'eau potable par la production du gaz naturel semble être rattaché à des déversements ou à une élimination inadéquate de l'eau de production, soit ce qui est extrait du puits avec le gaz. L'eau de production est habituellement conservée dans des bassins à ciel ouvert ou des réservoirs avant d'être éliminée.^{140,141} En général, l'eau de production est une combinaison d'eau (habituellement très salée) qui se trouve naturellement dans le gisement de gaz et d'une partie des liquides de fracturation qui retournent au point d'origine. Selon une étude d'envergure récemment menée par le Massachusetts Institute of Technology (MIT), « les impacts environnementaux de l'exploitation du [gaz de] schiste sont gérables, mais ils posent de nombreux défis. Le plus

gros défi se rapporte à la gestion de l'eau, surtout l'élimination efficace des liquides de fracturation. »¹⁴² Le très grand volume de liquide (voir ci-dessous) fait partie du défi, car il augmente nécessairement le risque de déversements.

À cet égard, la fiche récente de l'industrie est peu reluisante en Pennsylvanie, là où l'exploitation du gaz de schiste connaît la plus forte croissance actuellement. Voici ce que signalait le département de la Protection de l'environnement de la Pennsylvanie en juin 2010 : « Depuis janvier 2010, le Département a mené près de 1 700 inspections sur les sites de forage du gisement Marcellus dans l'État et a découvert plus de 530 infractions, qui varient d'un mauvais contrôle de l'érosion et des sédiments à des infractions administratives, en passant par des déversements et des fuites issus de bassins de rétention [des eaux usées] mal gérés ou mal construits. [...] Pendant ses inspections, le Département a relevé des problèmes rattachés à des bassins de rétention de déchets de forage et de reflux mal construits ou mal entretenus dans le cas de 29 des 364 puits qui ont été forés dans le gisement Marcellus cette année. [...] Le Département est aussi intervenu dans le cas de déversements de sources diverses, dont des fuites de réservoirs à combustible, des valves mal fermées sur des réservoirs de stockage d'eau de fracturation, et des accidents impliquant des camions transportant des eaux usées. »¹⁴³

Certains producteurs de gaz de schiste en Pennsylvanie ont pris l'habitude d'envoyer leurs eaux usées à des stations de traitement des eaux usées municipales, mais la plupart de ces installations ne sont pas équipées pour traiter les hautes teneurs en sels dissous (et, dans certains cas, la radioactivité naturelle¹⁴⁴) dans l'eau, et ces contaminants sont donc déversés dans les cours d'eau.¹⁴⁵ En Alberta¹⁴⁶ et en Colombie-Britannique,¹⁴⁷ l'eau de production est habituellement évacuée, non traitée, dans des puits à des profondeurs sous le niveau où se trouve l'eau potable.

L'Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement a récemment amorcé une étude scientifique pour « étudier les liens éventuels entre la fracturation hydraulique et l'eau potable », mais les premiers résultats ne sont pas attendus avant la fin de 2012.¹⁴⁸ Il convient de noter que les boues de forage, des liquides utilisés pour creuser des puits avant la fracturation, ont elles aussi le potentiel de contaminer l'eau souterraine par le truchement d'une migration souterraine ou d'une contamination en surface.¹⁴⁹

Consommation d'eau

Les quantités d'eau consommée pour la production de gaz naturel au moyen de la fracturation hydraulique pourraient avoir d'importants impacts environnementaux sur les régions les plus arides.

Il faut habituellement de huit à 15 millions de litres d'eau pour forer et fracturer un puits de gaz de schiste.¹⁵⁰ Mais jusqu'à 60 millions de litres par puits ont récemment été utilisés dans le bassin de Horn River en Colombie-Britannique.¹⁵¹ Dans le gisement Barnett au Texas, où la production du gaz de schiste est actuellement la plus avancée, presque 3 000 nouveaux puits ont été ajoutés en 2008.¹⁵² Une région hypothétique où on forerait 3 000 puits de gaz de schiste par année en utilisant 15 millions de litres d'eau par puits consommerait environ 120 millions de litres par jour, soit l'équivalent d'une ville d'environ 300 000 habitants.¹⁵³ Si la même région hypothétique utilisait 60 millions de litres par puits, elle consommerait l'eau au même rythme qu'une ville d'environ 1,2 million d'habitants.

Certes, ces nombres sont élevés, mais la production d'une unité d'énergie de gaz de schiste consomme une quantité d'eau qui est comparable à celle du charbon, inférieure à celle des sables bitumineux et de beaucoup inférieure à celle des biocarburants.¹⁵⁴ Quoi qu'il en soit, l'exploitation rapide récente du gisement de gaz de schiste Marcellus en Pennsylvanie, où plus de 1 000 puits ont été forés en 2010,¹⁵⁵ « a exercé une pression énorme sur les ressources d'eau potable de l'État. »¹⁵⁶ En août 2010, la sécheresse estivale a forcé la British Columbia Oil and Gas Commission à ordonner à l'industrie de suspendre tout pompage de l'eau de surface dans la région où se trouve le gaz de schiste, au nord-est de la province.¹⁵⁷

Une augmentation du recyclage des liquides de fracturation pourrait apporter une solution. Le recyclage de tous les liquides de fracturation, qui réduirait la consommation d'eau potable de l'industrie de 30 à 50 pour cent, pourrait être réalisable sur le plan technique et économique.¹⁵⁸ Devon Energy, un important producteur dans le gisement Barnett, recycle déjà une certaine quantité de liquides à l'échelle commerciale.¹⁵⁹ On n'a pas encore quantifié l'énergie utilisée pour le retrait du sel des liquides usés et l'ampleur des émissions qui en résultent.

2.5.3 RÉPERCUSSIONS SUR LE PAYSAGE ET LA QUALITÉ DE VIE

Toute production de gaz naturel aura d'importantes répercussions sur le paysage (ou l'environnement marin, dans le cas de la production au large des côtes). Dans cette section, nous allons examiner le gaz de schiste et le gaz de l'Arctique, puisqu'on prévoit qu'ils compteront pour la majeure partie de la nouvelle production canadienne au cours des prochaines années (se reporter à la Figure 4).

La production de gaz de schiste requiert un site de forage (qui comporte plusieurs puits) à tous 2,6 kilomètres carrés environ¹⁶⁰ (soit un site par mille carré), et chaque site occupe environ 100 mètres par 100 mètres (un hectare).¹⁶¹ Chaque site nécessite aussi une voie d'accès et une infrastructure de pipeline. Le forage et la fracturation d'un site à plusieurs puits durent jusqu'à 18 mois,¹⁶² pendant lesquels les activités se poursuivront bruyamment jour et nuit et des camions lourds feront des milliers de déplacements.¹⁶³ Une fois forés et fracturés, les puits produiront pendant plusieurs années, bien que le niveau de production de chaque puits chute rapidement, habituellement de moitié de la première à la troisième année.¹⁶⁴ Pour assurer un niveau de production constant, les producteurs doivent donc constamment installer de nouveaux puits. Par exemple, si on se fie à l'expérience du schiste de Barnett, 800 nouveaux puits (de l'ordre de 100 nouveaux sites¹⁶⁵) devraient être creusés tous les ans pour soutenir une production de trois milliards de pieds cubes par jour¹⁶⁶ (environ un cinquième de la production actuelle du Canada¹⁶⁷) sur 20 ans.

En Arctique, le projet gazier Mackenzie comprend trois « champs d'ancrage », qui devraient produire environ 5,6 billions de pieds cubes de gaz pendant environ 25 ans¹⁶⁸ – l'équivalent d'un débit moyen d'environ 0,6 milliard de pieds cubes par jour. Cela nécessitera, prévoit-on, six sites de forage pour la période entière et une perturbation du milieu physique s'étalant sur 523 hectares au total,¹⁶⁹ sans compter la zone perturbée par les installations de traitement et les pipelines. Fait à remarquer, le nombre de sites requis aux fins de production de cette ressource apparentée au gaz traditionnel est 100 fois moindre (calcul d'ordre de grandeur) que pour produire la même quantité de gaz de schiste au cours

d'une période équivalente.¹⁷⁰ Cela dit, il se peut que le nombre de sites de forage du projet gazier Mackenzie soit inhabituellement faible pour une production qui s'apparente à une exploitation de gaz traditionnel.

De plus, la production de gaz naturel donnera inévitablement lieu à des accidents qui auront des impacts supplémentaires sur l'environnement, la sécurité et la qualité de vie du public. Par exemple, des explosions sont récemment survenues dans des puits de gaz dans le schiste de Marcellus en Pennsylvanie et en Virginie-Occidentale.¹⁷¹

2.6 Évaluation environnementale

Étant donné la variété, la complexité et l'ampleur des impacts de la production de gaz naturel, celle-ci doit manifestement faire l'objet d'une évaluation environnementale approfondie. Cependant, les évaluations environnementales habituelles portent sur des projets individuels qui ont pour effet d'accroître modestement la production d'une région, sans tenir compte des impacts globaux ou cumulatifs du développement. Par conséquent, en plus des évaluations types axées sur la réduction des impacts de projets individuels, il faut évaluer et gérer les impacts *cumulatifs* du développement dans une région donnée, développement qui, en général, se décline en centaines ou en milliers de projets individuels mis en œuvre par des entreprises multiples.


Pourtant, la plupart des puits de pétrole et de gaz naturel du Canada sont expressément exemptés du processus habituel d'évaluation environnementale par installation, notamment en Alberta,¹⁷² en Colombie-Britannique¹⁷³ et au Québec.¹⁷⁴ Bien que les ministères de l'Environnement provinciaux jouent un rôle dans l'émission de certaines autorisations, les puits de pétrole et de gaz sont habituellement assujettis à des procédures de délivrance de permis administrées par des organismes de réglementation qui n'ont pas toujours une culture qui priorise la protection de l'environnement. Dans certains cas, on peut juger que les organismes de réglementation sont en conflit d'intérêts s'ils ont un rôle de promotion du développement dans le secteur pétrolier et gazier tout en étant responsables de mécanismes de protection environnementaux qui compliquent ce développement. Par exemple, en Colombie-Britannique, le sous-ministre des Ressources naturelles préside la Oil and Gas Commission, un organisme qui délivre les permis d'exploitation de pétrole et de gaz.¹⁷⁵

En 2010, le ministre de l'Environnement du Québec a commandé des audiences publiques de grande visibilité au sujet des projets de développement du gaz de schiste dans la province.¹⁷⁶ Tel que le recommandait le rapport d'audiences, le ministre a maintenant lancé une évaluation environnementale « stratégique » du développement de cette ressource. Cette évaluation devrait prendre environ deux ans, période pendant laquelle le ministre autorisera des travaux de fracturation hydraulique uniquement s'ils sont recommandés aux fins de recherche par le comité d'experts chargé de l'évaluation.¹⁷⁷ Cependant, rien n'indique que l'exemption accordée aux puits de gaz en ce qui a trait au processus normal d'évaluation environnementale sera levée.

Les puits de gaz naturel en Arctique et au large des côtes sont assujettis aux évaluations environnementales fédérales menées par des entités comme l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie,¹⁷⁸ l'Office Canada-Nouvelle-

Écosse des hydrocarbures extracôtiers¹⁷⁹ et l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.¹⁸⁰

Les propriétaires fonciers privés ont peu de moyens d'empêcher les projets de gaz naturel une fois que le gouvernement les a approuvés. Sur plus de 90 pour cent de la superficie du Canada, les droits miniers – dont les droits liés au pétrole et au gaz – sont la propriété de l'État et non du propriétaire de la surface. Les gouvernements attribuent ces droits aux entreprises par le truchement de baux qui permettent l'exploration et la production de ressources souterraines.¹⁸¹ En général, les propriétaires peuvent négocier les conditions d'accès à leur terrain avec les producteurs, y compris une certaine compensation financière, mais ils n'ont quasi aucun pouvoir de l'empêcher.^{182,183} Dans ce contexte, il est particulièrement important que les gouvernements prennent, en matière de développement, des décisions qui servent les intérêts de leurs citoyens.



3. Le rôle du gaz naturel dans les scénarios de réduction des gaz à effet de serre

3.1 Introduction

Comme nous l'avons mentionné plus tôt, le remplacement d'autres combustibles fossiles par le gaz naturel devrait réduire les émissions de GES, mais pas assez, loin de là, pour constituer une solution à long terme au changement climatique. À moins que cette substitution soit combinée au captage et stockage de CO₂ (CSC). Voilà pourquoi les promoteurs du gaz naturel le présentent en tant que combustible « de transition » pouvant contribuer à réduire les émissions aux premières étapes d'une transition à long terme vers de l'énergie sans émissions.

Des études de modélisation économique offrent un moyen très pointu de déterminer s'il est pertinent d'attribuer un rôle de transition au gaz naturel. Des modèles d'économies nationales peuvent servir à prédire les rôles futurs probables des différentes formes d'énergie à partir d'hypothèses variables au sujet de l'offre, de la demande, du commerce international et des politiques gouvernementales. Les concepteurs de ces modèles cherchent à y intégrer les principaux facteurs qui déterminent les choix parmi des possibilités énergétiques concurrentielles, soit l'efficacité énergétique, les combustibles fossiles avec et sans CSC, l'énergie nucléaire et l'énergie renouvelable.

3.2 Études de modélisations économiques récentes

Nous examinons ci-après des conclusions au sujet de l'avenir du gaz naturel qui sont tirées de cinq études de modélisation éminentes articulées sur des scénarios de réduction des GES à l'échelle mondiale, en Amérique du Nord et au Canada. Nous n'avons pas tenté d'examiner toutes les études publiées. Celles qui ont été retenues composent un échantillon fiable de modèles économiques de premier plan et d'auteurs respectés. Ces modèles sont tous suffisamment récents pour représenter la révolution du gaz non traditionnel.

Étant donné son efficacité économique et sa capacité de couvrir la plupart des émissions, il est généralement admis que la politique centrale de réduction des GES devrait établir

un « prix du carbone » (un prix sur les émissions pour l'ensemble de l'économie) en vertu d'un système de plafonnement et échange de droits ou d'une taxe sur le carbone. Toutes les études examinées ci-après admettent cette hypothèse.¹⁸⁴ La majorité de ces études incorporent aussi des politiques complémentaires, comme des règlements et des investissements publics visant à pallier différents échecs du marché.

Les résultats d'études de modélisation peuvent être assez sensibles aux hypothèses relatives à des enjeux comme les coûts relatifs des technologies concurrentielles, la manière dont les acteurs économiques prennent leurs décisions ou le commerce international. Il est donc frappant que toutes les études examinées conviennent (sauf dans un cas, abordé plus loin) que la consommation de gaz naturel sera inférieure au niveau associé au scénario du statu quo si un prix du carbone est instauré – que ce prix soit modeste ou élevé. Dans la plupart des cas, on prévoit que la consommation de gaz augmentera en termes absolus, à moyen terme, mais qu'elle restera toujours inférieure à la consommation prévue en cas de statu quo. Dans deux études où on suppose que des politiques seront conçues pour limiter le réchauffement climatique moyen mondial à 2 °C¹⁸⁵ – l'objectif que les gouvernements (dont celui du Canada) ont adopté à l'unanimité dans le cadre des négociations sur le climat des Nations Unies¹⁸⁶ – on ne prévoit guère qu'une légère hausse de la consommation nord-américaine ou canadienne de gaz naturel par rapport aux niveaux actuels. (Il s'agit du scénario 450 de l'AIE et de la cible de 2 °C de Jaccard and Associates.)

On ne compte qu'une seule exception où la consommation de gaz naturel serait supérieure au statu quo, même si un prix du carbone était établi, et il s'agit d'un scénario faisant partie de l'étude du MIT qui se fonde sur le commerce du gaz naturel à l'échelle mondiale. Or, comme la Section 1.3 le mentionne, les exportations de GNL de l'Amérique du Nord vers d'autres continents se heurteraient à de nombreux obstacles, notamment la concurrence d'autres fournisseurs et l'incertitude rattachée aux prix futurs dans les pays destinataires, prix qui devraient être assez élevés pour soutenir les coûts en capital d'une infrastructure de GNL. De fait, selon le scénario du commerce mondial du gaz naturel du MIT, c'est le contraire qui se produit : les États-Unis importeraient de grandes quantités de gaz peu coûteux du Moyen-Orient et de la Russie, parce que les coûts de la production y sont encore plus faibles malgré la révolution du gaz non traditionnel en Amérique du Nord. Ce commerce ferait baisser les prix, et stimulerait donc la consommation aux États-Unis. Cependant, un tel scénario poserait le défi des sensibilités politiques aux États-Unis relativement à la dépendance à l'énergie étrangère – ce qui le rend encore moins plausible.

L'AIE prévoit que le commerce intercontinental du GNL augmentera et représentera 11 pour cent de la consommation mondiale de gaz naturel en 2035 dans son scénario de « nouvelles politiques » (prix du carbone modeste), mais la plus grande part de ce GNL serait destinée à l'Asie, et ne proviendrait pas de l'Amérique du Nord.¹⁸⁷ Au lieu de cela, l'Amérique du Nord importerait du GNL, mais en une quantité qui ne comblerait que sept pour cent de ses besoins en 2035.¹⁸⁸ De même, le département de l'Énergie des États-Unis n'entrevoit toujours pas de nouvelles capacités d'exportation du GNL pour ce pays d'ici 2035.¹⁸⁹ Ces analyses jettent un doute sur la construction annoncée d'un terminal d'exportation de GNL à Kitimat, en Colombie-Britannique.¹⁹⁰

3.2.1 AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE (2010)

L'AIE, une organisation intergouvernementale regroupant 28 pays développés, publie ses Perspectives énergétiques mondiales annuelles, qui influencent les négociations internationales sur les politiques climatiques et énergétiques. Ces perspectives reposent sur le modèle énergétique mondial de l'AIE. La version de 2010 porte sur trois scénarios¹⁹¹ de système énergétique mondial entre 2008 et 2035 :

- Un scénario de « politiques actuelles » (statu quo), où aucune nouvelle politique gouvernementale touchant les émissions de GES n'est mise en œuvre, outre les politiques qui ont été adoptées avant le milieu de 2010.
- Un scénario de « nouvelles politiques », où on procède à une « mise en œuvre prudente » des engagements nationaux actuels concernant les émissions de GES d'ici 2020, à la suite de quoi le même rythme de déclin de l'intensité des GES est observé. Un prix du carbone est mis en place en Amérique du Nord uniquement après 2020. Il atteint 40 USD par tonne de CO₂ en 2030, et 50 USD en 2035 (en dollars de 2009). Cette mesure cohabite avec de nombreuses politiques complémentaires, qui varient selon le territoire.
- Un « scénario 450 », où des politiques plus ambitieuses sont mises en place partout dans le monde pour stabiliser les concentrations atmosphériques de GES à 450 parties par million d'équivalents CO₂,¹⁹² ce qui cadre avec une chance de limiter le réchauffement climatique mondial moyen à 2 °C. Le prix du carbone dans les pays développés¹⁹³ atteint les 45 USD par tonne de CO₂ en 2020, 105 USD en 2030 et 120 USD en 2035. Encore ici, le tout est accompagné de nombreuses politiques complémentaires.

Les Figures 5 et 6 montrent l'évolution de la consommation de gaz naturel à l'échelle mondiale et en Amérique du Nord en fonction de ces trois scénarios. La consommation augmente constamment en vertu des scénarios des politiques actuelles et nouvelles. Mais dans le scénario 450, elle commence à chuter en termes absolus vers 2030, pour se situer bien en deçà du niveau des politiques actuelles en 2035. En Amérique du Nord, en vertu du scénario 450, la production d'électricité passe du charbon au gaz entre 2020 et 2025, mais ce virage est suivi d'une transition encore plus marquée vers l'énergie nucléaire et renouvelable à mesure que le prix du carbone augmente.¹⁹⁴ Il convient de noter que même les politiques de GES plus timides incluses dans le scénario des nouvelles politiques ralentissent la vitesse d'expansion de la consommation de gaz par rapport au statu quo – vraisemblablement parce que l'efficacité énergétique, qui a souvent un faible coût en dollars par tonne de CO₂, réduit la demande de gaz naturel de façon plus marquée que la substitution de combustible ne l'augmente.

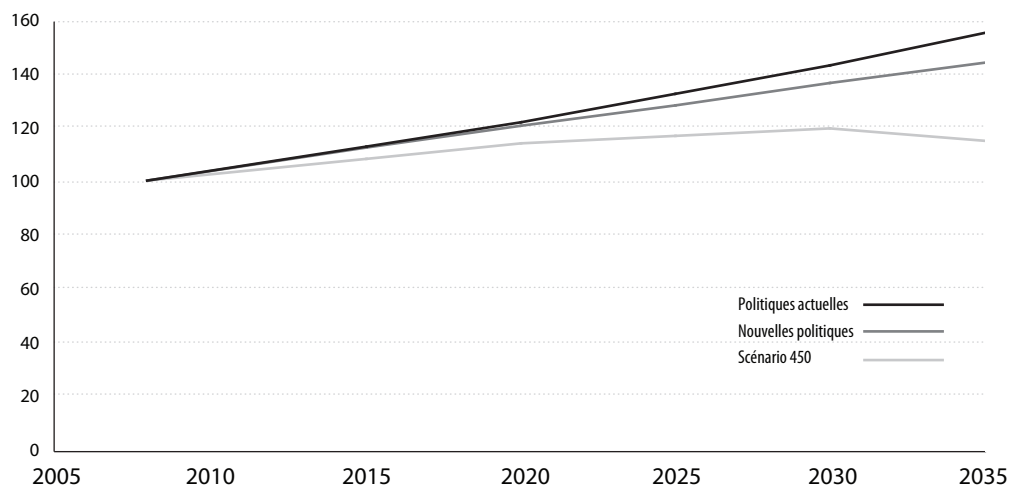


Figure 5. Consommation mondiale de gaz naturel selon les Perspectives énergétiques mondiales 2010 de l'AIE¹⁹⁵ (2008=100)

NOTE : les Perspectives énergétiques mondiales ne fournissent pas de données sur les années entre 2008 et 2015; la chute temporaire de la consommation issue de la récente récession n'y figure donc pas.

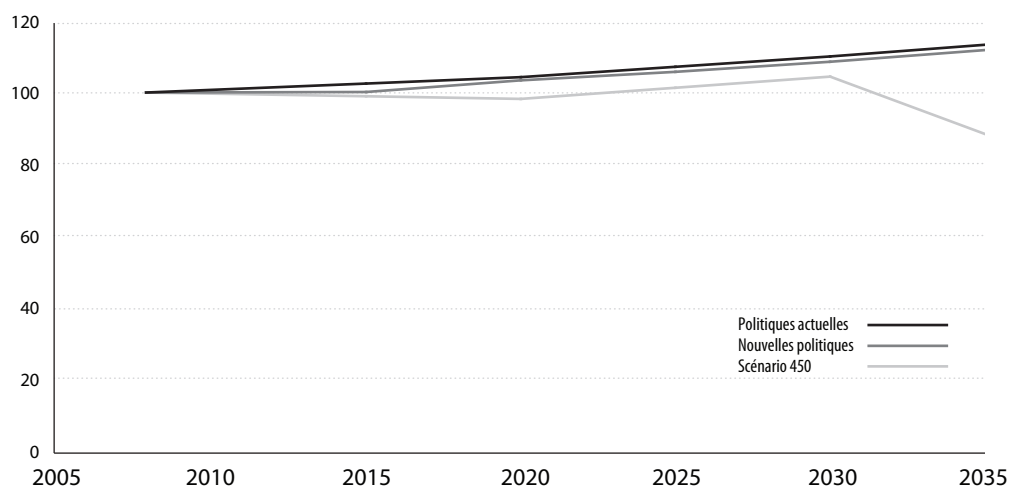


Figure 6. Consommation de gaz naturel nord-américaine (États-Unis, Canada, Mexique) selon les Perspectives énergétiques mondiales 2010 de l'AIE¹⁹⁶ (2008=100)

NOTE : les Perspectives énergétiques mondiales ne fournissent pas de données sur les années entre 2008 et 2015; la chute temporaire de la consommation issue de la récente récession n'y figure donc pas.

3.2.2 MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (2010)

Le projet Energy Initiative du MIT, un effort de collaboration interdisciplinaire majeur appuyé par plusieurs entreprises énergétiques de premier plan,¹⁹⁷ a récemment publié un rapport intermédiaire sur son examen de l'avenir du gaz naturel, axé sur les États-Unis.¹⁹⁸ Le rapport rassemble les résultats d'un exercice de modélisation économique réalisé au moyen du modèle Emissions Prediction and Policy Analyses (EPPA) (prédiction des émissions et analyses de politiques) et du modèle U.S. Regional Energy Policy (USREP) (politique

énergétique régionale des États-Unis). Le modèle EPPA est un modèle mondial dans lequel les États-Unis constituent une région.

Le rapport présente ses résultats¹⁹⁹ en fonction des trois scénarios politiques suivants :

- Aucune nouvelle politique de réduction des émissions de GES (statu quo).
- Un prix du carbone qui suffit à réduire les émissions totales de GES des États-Unis à 50 pour cent en deçà du niveau de 2005 d'ici 2050 sans qu'ils se prévalent des compensations internationales. Le prix atteint environ 100 USD par tonne d'équivalents CO₂ en 2030 et frôle les 240 USD en 2050. D'autres pays développés mettent en place des politiques similaires. Les réductions des émissions des pays développés devraient être considérablement supérieures (au moins de 80 pour cent d'ici 2050) pour donner au monde une chance de limiter le réchauffement climatique mondial moyen à 2 °C.²⁰⁰
- La même politique d'établissement d'un prix du carbone telle que mentionnée ci-dessus, accompagnée d'un véritable marché mondial du gaz naturel, appuyé par l'expansion d'infrastructures de GNL et de pipelines liant les continents.

La Figure 7 montre l'évolution de la consommation de gaz naturel aux États-Unis selon ces trois scénarios, suivant une estimation moyenne de l'ampleur des ressources de gaz naturel aux États-Unis. Les scénarios Aucune nouvelle politique et Établissement d'un prix du carbone ressemblent aux scénarios correspondants publiés dans les Perspectives énergétiques mondiales : sans nouvelles politiques, la consommation de gaz augmente de façon constante, mais la consommation (et la production) à la suite de l'établissement d'un prix sur le carbone augmente plus lentement et finit par chuter en termes absolus. Dans l'étude du MIT, cependant, même en attribuant des prix rigoureux au carbone, la consommation de gaz dépasse légèrement le niveau de 2010 en 2050. Bien que la Figure 7 n'en fasse pas état, la situation est qualitativement la même lorsqu'on utilise une estimation élevée des ressources gazières aux États-Unis, puisque la consommation chute en termes absolus après 2040 si un prix du carbone est établi. Dans l'hypothèse où les ressources seraient faibles, cette chute s'opère même sans prix du carbone.

Dans le troisième scénario, où s'exerce un commerce mondial du gaz naturel, la consommation des États-Unis est stimulée par de faibles prix et d'importantes importations de gaz peu coûteux du Moyen-Orient et de la Russie. La plausibilité de ce scénario a été remise en cause ci-dessus.

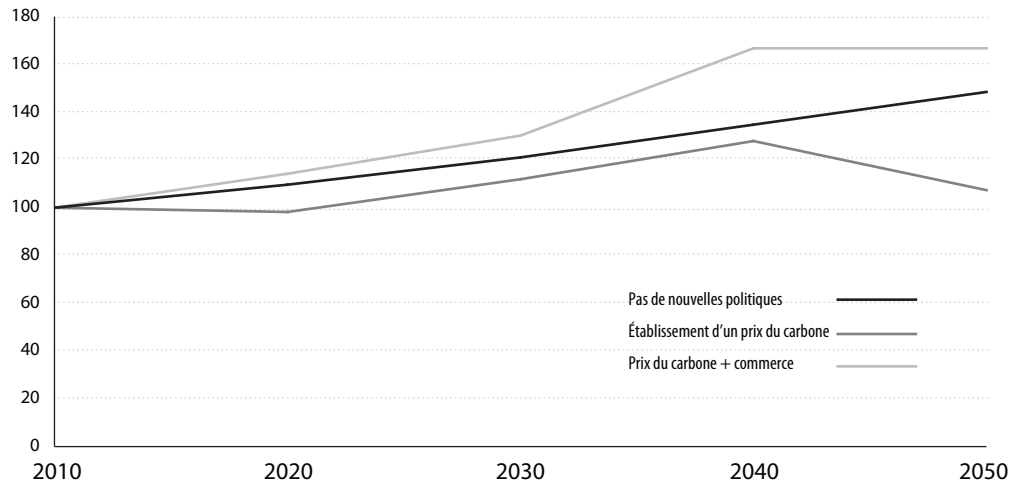


Figure 7. Consommation de gaz naturel aux États-Unis selon l'étude du MIT (2010=100)

L'étude du MIT comprend aussi une version à plus long terme du scénario de l'établissement d'un prix du carbone, où les émissions totales de GES aux États-Unis sont réduites à 80 pour cent en deçà des niveaux de 2005 d'ici 2100. Entre 2045 et 2065, l'utilisation du gaz naturel dans la production d'électricité décroît brusquement, jusqu'à devenir nulle, et seules de petites quantités d'électricité alimentée au gaz et produite avec le CSC sont prévues après 2070.

3.2.3 RESOURCES FOR THE FUTURE (2010)

Resources for the Future (RFF), un institut américain de recherche de premier plan en économie environnementale, a récemment publié une étude de modélisation économique²⁰¹ qui examine le rôle du gaz naturel dans l'atteinte des objectifs des États-Unis en matière de GES, dans le contexte d'une ressource de gaz de schiste abondante et peu coûteuse. L'étude a été menée au moyen de la variante de RFF du système national de modélisation de l'énergie (National Energy Modeling System, ou NEMS) du département de l'Énergie des États-Unis.

L'étude s'articule sur les quatre scénarios suivants :²⁰²

- Un scénario de statu quo (SQ), qui repose sur la version 2009 des perspectives énergétiques annuelles du département de l'Énergie; aucun changement à la gamme de programmes gouvernementaux actuellement en place. Les estimations des ressources de gaz de schiste dans ce scénario sont relativement limitées.
- Un scénario SQ modifié, qui comporte plus de ressources de gaz de schiste et des coûts de production inférieurs, ce qui représente plus fidèlement les estimations récentes.
- Un scénario de politique climatique fondé sur le premier scénario SQ, complété d'un système de plafonnement et échange de droits d'émission pour l'ensemble de l'économie semblable à celui prévu en vertu du projet de loi *American Clean Energy and Security Act* adopté en juin 2009 par la Chambre des représentants (mais non par le Sénat). Le prix du carbone en 2030 varie de 19 USD à 67 USD la tonne de CO₂ (en dollars de 2007). Contrairement aux études de l'AIE et du MIT, on s'éloigne ici nettement de l'objectif de limitation du réchauffement climatique mondial moyen à 2 °C.

- Un scénario de politique climatique issu du deuxième scénario de SQ, avec plus de gaz de schiste et le même système de plafonnement et échange de droits.

La Figure 8 montre l'évolution de la consommation de gaz naturel aux États-Unis selon les quatre scénarios. Comme on peut s'y attendre, la consommation augmente lorsque les ressources de gaz de schiste sont plus abondantes. Cependant, encore une fois, comme l'indiquent les Perspectives énergétiques mondiales, même un prix du carbone modeste se traduit par une réduction de la consommation de gaz naturel en deçà des niveaux du statu quo. Les auteurs avancent que le gaz naturel « crée une passerelle vers un avenir faible en carbone », parce que le prix du carbone est très faiblement inférieur quand le gaz de schiste est plus abondant. Cependant, cet effet semble être très peu marqué : la réduction du prix du carbone n'est que de 12 cents en 2012 et de 43 cents en 2030.

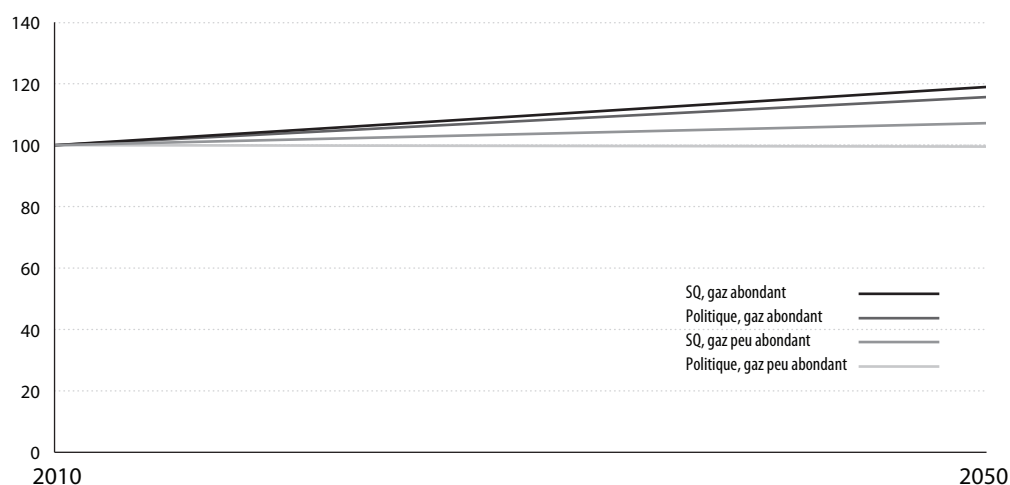


Figure 8. Consommation de gaz naturel aux États-Unis selon l'étude de Resources for the Future (2010=100)

NOTE : le rapport de RFF ne fournit pas de données sur les années intermédiaires bien que le modèle utilisé en ait produites.

3.2.4 JACCARD AND ASSOCIATES (2009)

En 2009, l'Institut Pembina et la Fondation David Suzuki ont retenu les services de M.K. Jacard and Associates pour mener une étude de modélisation économique²⁰³ et déterminer comment le Canada pourrait respecter deux objectifs en matière d'émissions de GES d'ici 2020 : la cible alors adoptée par le gouvernement fédéral, c'est-à-dire une réduction de 20 pour cent en deçà du niveau de 2006; et une réduction plus ambitieuse de 25 pour cent sous le niveau de 1990, formulée à titre de juste contribution du Canada au plafonnement du réchauffement mondial moyen à 2 °C. L'étude est fondée sur le modèle CIMS de Jaccard and Associates, qui a été souvent utilisé par les gouvernements du Canada, de l'Alberta et d'autres provinces. Le modèle CIMS s'appuie sur une base de données détaillée sur les technologies liées aux émissions de GES.

L'étude a modélisé un prix du carbone ainsi qu'un ensemble de politiques complémentaires assurant l'atteinte des deux cibles. Pour respecter la cible du gouvernement, le prix du carbone a été fixé au départ à 40 \$ la tonne d'équivalents CO₂ en 2011 puis porté à 100 \$

d'ici 2020 (en dollars canadiens de 2005). Pour la cible de 2 °C, le prix du carbone, à 50 \$ la tonne en 2010, s'élève à 200 \$ en 2020.

La Figure 9 montre le niveau de la consommation canadienne de gaz naturel selon le scénario du statu quo (SQ) de l'étude, et lorsque les deux cibles sont atteintes. Comme dans les études examinées ci-dessus, les politiques de réduction de GES font baisser la consommation de gaz naturel en deçà des niveaux du statu quo : pour respecter la cible du gouvernement ou en atteindre une autre plus ambitieuse, la consommation de gaz du Canada devrait demeurer presque au point neutre entre 2010 et 2020.

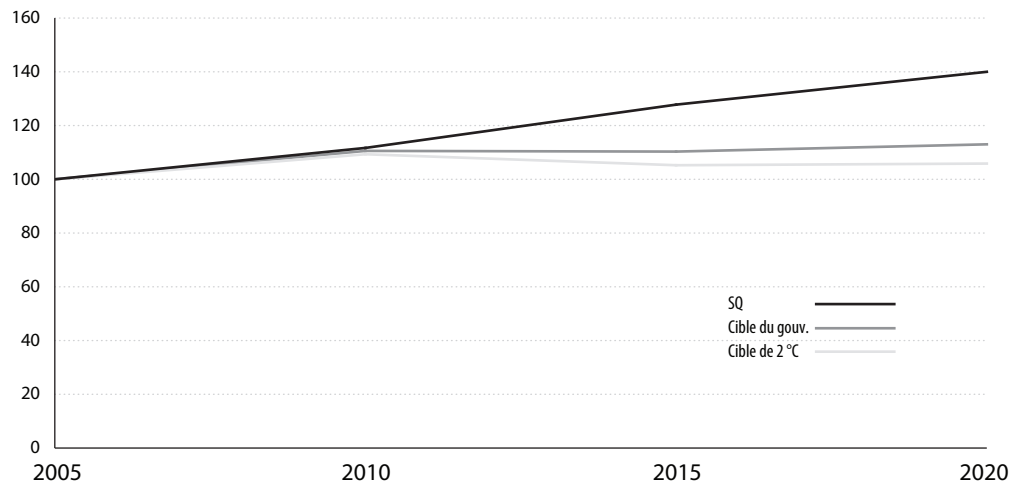


Figure 9. Consommation de gaz naturel au Canada selon l'étude de Jaccard and Associates²⁰⁴ (2005=100)

3.2.5 WESTERN CLIMATE INITIATIVE (2010)

La Western Climate Initiative (WCI – Initiative régionale de l'Ouest concernant le climat) est un partenariat établi entre les gouvernements de sept États américains (AZ, CA, MT, NM, OR, UT, WA) et de quatre provinces canadiennes (C.-B, MB, ON, QC), qui se proposent de joindre leurs efforts pour atteindre les cibles de réduction des émissions de GES d'ici 2020. Pour cela, ils misaient sur un système de plafonnement et échange de droits couvrant l'ensemble de leurs économies et sur des politiques complémentaires. En 2010, la WCI a mis à jour son analyse économique²⁰⁵ des politiques proposées. L'analyse employait le modèle ÉNERGIE 2020, fréquemment utilisé pour ce type de travaux.

La Figure 10 montre l'évolution prévue de la consommation de gaz naturel dans la région de la WCI. Elle illustre les résultats du scénario du statu quo sans nouvelles politiques autres que celles déjà adoptées, et du scénario où le système de plafonnement et échange de droits proposé par la WCI, ainsi qu'une gamme de politiques complémentaires, sont mis en œuvre. Selon le scénario avec nouvelles politiques, le prix du carbone atteint 33 USD la tonne d'équivalents CO₂ d'ici 2020 (en dollars de 2007). Encore une fois, ce prix modeste du carbone réduit la consommation de gaz naturel considérablement en deçà des niveaux du statu quo, ce qui transforme une légère hausse de la consommation en légère baisse.

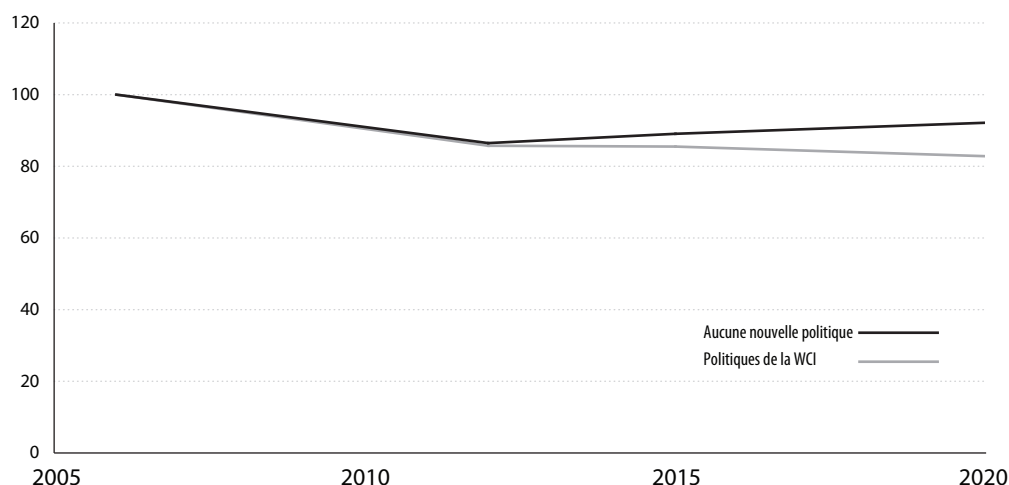


Figure 10. Consommation de gaz naturel dans la région de la WCI, selon la plus récente analyse économique de la WCI (2006=100)

3.3 Nouvelle modélisation économique effectuée aux fins du présent rapport

Aux fins du présent rapport, nous avons retenu les services d'EnviroEconomics²⁰⁶ pour mener une étude de modélisation économique originale dans le but d'examiner l'avenir à moyen terme du gaz naturel en Amérique du Nord selon différents scénarios de réduction de GES. Nous avons choisi le modèle GEEM-NA, un modèle informatique d'équilibre général (IEG) statique de l'économie canadienne et américaine entretenu par M.K. Jaccard and Associates. Le modèle GEEM-NA a été utilisé dans l'étude récente sur les choix de politiques climatiques pour le Canada et les États-Unis de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE),²⁰⁷ et est actuellement utilisé par des gouvernements provinciaux.

La version du GEEM-NA utilisée pour ce rapport couvre huit régions (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Québec, les provinces de l'Atlantique et les territoires ainsi que les États-Unis) et 22 secteurs économiques, dont trois secteurs de production de gaz naturel : le gaz traditionnel (incluant le gaz de régions pionnières), le gaz de réservoirs étanches et le gaz de schiste. Les régions commercent entre elles, ce qui reflète notamment le lien étroit entre les marchés du gaz naturel du Canada et des États-Unis. Les produits de base comme le GNL peuvent aussi être commercialisés dans le reste du monde. Le point de départ de la modélisation est une prévision du statu quo (SQ) de l'activité économique d'ici 2030. Notre scénario du SQ s'inscrit environ au centre de l'éventail des prévisions publiées.

Le modèle fait le suivi des émissions de GES qui correspondaient à 88 pour cent de l'inventaire national des GES du Canada²⁰⁸ en 2005 (excluant les émissions de l'agriculture et des déchets, des hydrofluorocarbones [HFC] et de l'hexafluorure de soufre [SF_6]). Les profils d'émission des secteurs du gaz naturel varient selon les techniques de production et la quantité de CO_2 dans le gaz brut. Dans les scénarios de réduction de GES, un prix du carbone est appliqué à toutes les émissions surveillées dans le modèle. Nous avons testé des prix du carbone nord-américains de 20 \$, 40 \$, 60 \$, 80 \$, 100 \$ et 120 \$ par tonne

d'équivalents CO₂ (en dollars canadiens de 2009). Dans chaque cas, les acteurs économiques avaient la certitude absolue que le prix du carbone atteindrait le niveau prévu d'ici 2030.

En raison des préoccupations actuelles au sujet des impacts liés au grand volume de production de gaz de schiste prévu pour les années à venir, nous nous sommes concentrés sur le rôle du gaz de schiste en testant des scénarios de réduction de GES où (i) les gouvernements ne permettent pas de production de gaz de schiste²⁰⁹ et (ii) l'offre de gaz de schiste à faible coût est considérablement plus élevée, tant au Canada qu'aux États-Unis, que dans le scénario du SQ. De plus, en raison du rôle éventuellement important du CSC dans la facilitation de la production et de l'utilisation du surcroît de gaz naturel, nous avons testé des scénarios où toutes les applications de CSC sont (i) deux fois plus coûteuses et (ii) deux fois moins coûteuses que dans le scénario du statu quo.²¹⁰

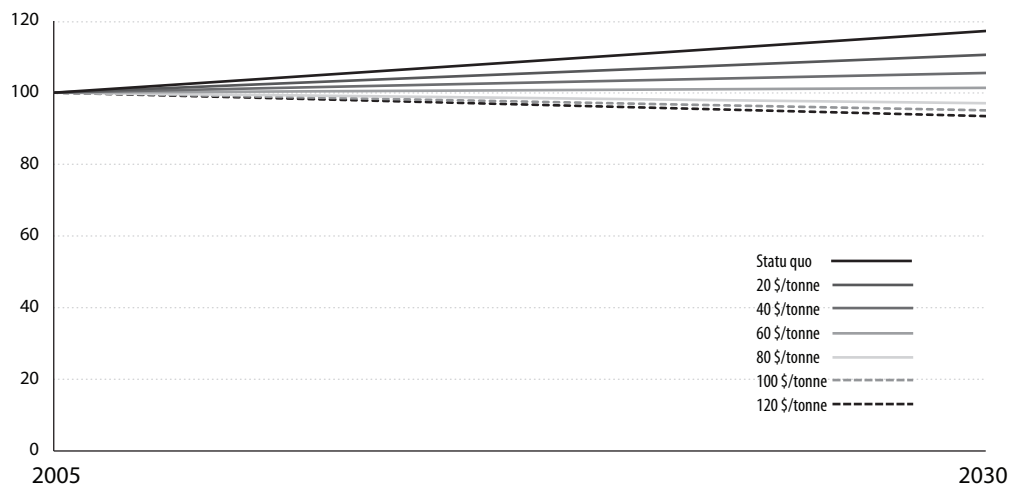


Figure 11. Consommation nord-américaine (États-Unis et Canada) de gaz naturel selon l'étude commandée aux fins du présent rapport (2005=100)

La Figure 11 montre l'évolution prévue de la consommation de gaz naturel en Amérique du Nord selon le scénario du SQ et notre fourchette de prix du carbone. Comme dans toutes les études examinées à la Section 3.2, l'établissement d'un prix du carbone, quel qu'il soit, réduit la consommation de gaz naturel en deçà du niveau du statu quo. Quand le prix du carbone dépasse environ 65 \$ la tonne d'équivalents CO₂, la consommation en 2030 chute sous le niveau de 2005. Les résultats illustrés à la Figure 11 changent très peu, que le gaz de schiste soit abondant ou pas. Le prix du carbone associé à une baisse de la consommation de gaz en 2030 en deçà des niveaux de 2005 est d'environ 60 \$, sans gaz de schiste, et de 70 \$ lorsque le gaz de schiste est abondant. Le fait de doubler le coût du CSC ne fait presque aucune différence jusqu'à 60 \$ la tonne inclusivement, mais réduit légèrement la consommation de gaz naturel à 120 \$. Par contre, le fait de réduire le coût du CSC de moitié change considérablement la donne : la consommation de gaz en 2030 ne chute en deçà du niveau de 2005 qu'à partir de 100 \$ la tonne.

Il convient de rappeler que selon le scénario 450 de l'AIE, pour qu'on puisse avoir une chance de limiter le réchauffement climatique mondial moyen à 2 °C, il faut que le prix du carbone dans les pays développés atteigne 105 USD la tonne de CO₂ d'ici 2030 (se reporter à la Section 3.2.1).

Le Tableau 7 montre l'évolution prévue de la production de gaz naturel. Ici, le total de la production de gaz en Amérique du Nord cadre étroitement avec la consommation totale (que nous venons de décrire), ce qui correspond bien à un commerce du GNL intercontinental de faible envergure. Dans le scénario du statu quo, la production chute quelque peu au Canada et augmente légèrement aux États-Unis, ce qui cadre généralement avec les prévisions décrites à la Section 2.2. L'établissement d'un prix du carbone se traduit par un niveau de production en 2030 nettement inférieur à celui du statu quo. En cas de surcroît de gaz de schiste, il semble que les coûts de production soient plus concurrentiels au Canada qu'aux États-Unis. La production est donc stimulée au Canada, et périclité aux États-Unis. S'il n'y a pas de gaz de schiste, c'est le contraire : la production recule au Canada tout en augmentant quelque peu aux États-Unis.

Tableau 7. Production de gaz naturel en 2030, en comparaison au niveau de 2005, selon l'étude commandée aux fins du présent rapport

SCÉNARIO	CANADA (%)	ÉTATS-UNIS (%)	CANADA ET ÉTATS-UNIS (%)
SQ	-11	+24	+14
60 \$/tonne	-21	+7	-1
120 \$/tonne	-26	-2	-8
60 \$/tonne, sans gaz de schiste	-27	+8	-1
120 \$/tonne, sans gaz de schiste	-33	-1	-10
60 \$/tonne, surcroît de gaz de schiste	-7	+2	0
120 \$/tonne, surcroît de gaz de schiste	-16	-6	-9
60 \$/tonne, CSC plus coûteux	-21	+6	-1
120 \$/tonne, CSC plus coûteux	-30	-5	-11
60 \$/tonne, CSC moins coûteux	-19	+9	+2
120 \$/tonne, CSC moins coûteux	-23	+3	-4

Le Tableau 8 montre l'effet prévu des différents niveaux du prix du carbone et des autres hypothèses sur les émissions de GES et le PIB nationaux. À un prix du carbone de 120 \$ la tonne d'équivalents CO₂, les émissions en 2030 s'abaissent à 32 pour cent en deçà du niveau de 2005 au Canada, et à 35 pour cent aux États-Unis. Sans gaz de schiste, le prix du carbone agit un peu moins efficacement sur la réduction des émissions (il faudrait alors un prix du carbone un peu plus élevé pour réduire les émissions au même niveau). Cependant, en cas de surcroît de gaz de schiste, les émissions sont encore plus élevées à un prix du carbone donné.

À 120 \$ la tonne, le fait de doubler le coût du CSC augmente les émissions considérablement au Canada, mais modestement aux États-Unis. Et lorsque les coûts du CSC sont réduits de moitié, les émissions diminuent, surtout au Canada, et surtout à 60 \$ la tonne. Ces résultats s'expliquent du fait que le Canada table davantage sur le CSC pour la production de l'électricité (voir ci-dessous).

Les effets prévus sur le PIB national sont minimes. Dans le pire des scénarios pour le Canada (120 \$/tonne, absence de gaz de schiste), l'économie croît de 70,3 pour cent entre 2005 et 2030 (2,15 pour cent par année en moyenne) au lieu de 72,9 pour cent (2,22 pour cent par année) en l'absence d'un prix du carbone.

Tableau 8. Émissions de GES et PIB nationaux selon l'étude commandée aux fins du présent rapport

SCÉNARIO	ÉMISSIONS DE GES AU CANADA EN 2030, PAR RAPPORT À 2005 (%)	ÉMISSIONS DE GES AUX ÉTATS-UNIS EN 2030, PAR RAPPORT À 2005 (%)	PIB DU CANADA EN 2030, PAR RAPPORT À 2005 (%)	PIB DES ÉTATS-UNIS EN 2030, PAR RAPPORT À 2005 (%)
SQ	+31	+23	+72,9	+77,8
60 \$/tonne	-1	-9	+72,1	+76,8
120 \$/tonne	-32	-35	+70,5	+74,5
60 \$/tonne, sans gaz de schiste	-3	-9	+71,9	+76,7
120 \$/tonne, sans gaz de schiste	-30	-34	+70,3	+74,5
60 \$/tonne, surcroît de gaz de schiste	+2	-8	+72,8	+76,7
120 \$/tonne, surcroît de gaz de schiste	-27	-34	+71,1	+74,4
60 \$/tonne, CSC plus coûteux	+1	-7	+72,2	+76,8
120 \$/tonne, CSC plus coûteux	-12	-31	+70,7	+74,4
60 \$/tonne, CSC moins coûteux	-18	-11	+71,9	+76,9
120 \$/tonne, CSC moins coûteux	-33	-37	+71,0	+74,5

Le Tableau 9 montre l'évolution et le portefeuille prévus de la production de l'électricité selon les différents prix du carbone et scénarios d'offre de gaz de schiste et de coûts du CSC. Un prix du carbone significatif augmente considérablement la production d'électricité canadienne par rapport au niveau du statu quo, mais modifie à peine la production d'électricité aux États-Unis. C'est que le Canada possède au départ un secteur de l'électricité à faible intensité en carbone, et les États-Unis, un secteur où l'intensité en carbone est relativement plus élevée.

Au Canada, un prix du carbone ascendant stimule la production de sources renouvelables autres que l'hydroélectricité ainsi que du CSC au détriment de l'électricité d'origine fossile traditionnelle. Aux États-Unis, cependant, un prix du carbone croissant donne un élan à toutes les options autres que fossiles, mais non au CSC (à moins que le coût du CSC soit réduit de moitié). Cela pourrait être attribuable à la grande possibilité de transition du charbon au gaz naturel aux États-Unis. En général, les résultats indiquent que le secteur de l'électricité est assez sensible aux hypothèses en matière de coûts, et que les différentes options se livrent une concurrence serrée.

Tableau 9. Production d'électricité selon l'étude commandée aux fins du présent rapport

SCÉNARIO	CANADA					ÉTATS-UNIS				
	PROD. D'ÉLECT. EN 2030, PAR RAPPORT AU SQ (%)	ÉNERGIE FOSSILE SANS CSC (%)	ÉNERGIE FOSSILE AVEC CSC (%)	HYDRO, NUCLÉAIRE (%)	AUTRES SOURCES RENOUVELABLES (%)	PROD. D'ÉLECT. EN 2030, PAR RAPPORT AU SQ (%)	ÉNERGIE FOSSILE SANS CSC (%)	ÉNERGIE FOSSILE AVEC CSC (%)	HYDRO, NUCLÉAIRE (%)	AUTRES SOURCES RENOUVELABLES (%)
SQ	0	24	0	64	12	0	69	0	21	10
60 \$/tonne	+24	14	0	66	20	+1	55	0	30	15
120 \$/tonne	+39	2	14	63	21	0	46	0	36	18
60 \$/tonne, sans gaz de schiste	+25	14	0	66	20	+1	54	0	31	15
120 \$/tonne, sans gaz de schiste	+35	9	0	68	23	+1	46	0	36	18
60 \$/tonne, surcroît de gaz de schiste	+25	16	0	65	20	0	55	0	30	15
120 \$/tonne, surcroît de gaz de schiste	+36	5	7	66	22	0	47	0	36	18
60 \$/tonne, coût du CSC ×2	+24	14	0	66	20	+1	55	0	30	15
120 \$/tonne, coût du CSC ×2	+34	8	0	68	23	+1	46	0	36	18
60 \$/tonne, coût du CSC ÷2	+27	11	6	63	19	+1	51	3	30	15
120 \$/tonne, coût du CSC ÷2	+40	3	18	60	19	-1	6	41	35	17

NOTE : Si le modèle GEEM-NA tient compte expressément de la substitution de combustible entre la production d'électricité au gaz et au charbon, il traite ces deux secteurs comme un seul secteur économique. Les résultats qui figurent dans ce tableau doivent donc être interprétés avec prudence.

3.4 Autres considérations

3.4.1 GAZ NATUREL DANS LES TRANSPORTS

Très peu de gaz naturel est actuellement utilisé dans les transports. Certains sont d'avis qu'il pourrait tout de même devenir un important carburant pour les véhicules, puisqu'il émet moins de GES que l'essence ou le diesel. De plus, il pourrait augmenter la sécurité énergétique des États-Unis en remplaçant le pétrole étranger par du carburant d'origine nationale. Selon Ressources naturelles Canada, le gaz naturel produit des émissions de GES de 21 à 30 pour cent inférieures au diesel, dans tout son cycle de vie, s'il est utilisé dans des véhicules moyens et lourds.²¹¹ Mais il faudra des études supplémentaires pour confirmer cette statistique.²¹²

Des véhicules au gaz naturel comprimé (GNC) et au GNL sont déjà commercialisés en Amérique du Nord. Certains créneaux, comme les véhicules lourds qui peuvent faire le plein à leur point de départ, semblent être concurrentiels sur le plan économique, le carburant moins coûteux compensant largement le prix d'acquisition plus élevé des véhicules.²¹³ Pour que ce potentiel se concrétise, le prix du gaz naturel doit rester avantageux par rapport au diesel, le risque qu'il perde cet avantage demeurant une barrière de taille à l'adoption de ces véhicules.²¹⁴ Il semble y avoir consensus sur le fait que de nombreux obstacles nuisent à l'expansion des véhicules au gaz naturel, notamment l'absence d'infrastructures de ravitaillement publiques.

L'utilisation du gaz dans le transport empruntera plus vraisemblablement un moyen plus éconergétique : l'électricité produite au gaz naturel.²¹⁵ Aucune des études de modélisation économique décrites ci-dessus ne semble prévoir un rôle majeur pour les véhicules au gaz

naturel, même avec un prix du carbone conséquent. Par contre, les modèles ont tendance à prévoir un rôle majeur pour les véhicules électriques à moyen terme. Par exemple, dans le scénario 450 des Perspectives énergétiques mondiales de l'AIE (associé à des politiques climatiques ambitieuses), si les véhicules au gaz naturel comptent pour seulement deux pour cent des ventes de véhicules légers en 2035, les véhicules entièrement électriques et les véhicules hybrides rechargeables comptent pour environ 40 pour cent.²¹⁶

3.4.2 GAZ NATUREL EN TANT QUE COMPLÉMENT AUX SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

On avance souvent que de nouvelles centrales au gaz naturel, qui ont la capacité d'ajuster rapidement leur production d'électricité, doivent être construites comme complément à toute expansion de sources d'énergie renouvelable à production intermittente comme l'énergie éolienne. Il est indéniable que dans des réseaux électriques qui ne s'appuient sur aucune source disponible sur demande comme l'hydroélectricité, les centrales au gaz peuvent compléter de façon intéressante l'énergie renouvelable à production intermittente.

Cependant, une forte expansion de l'électricité renouvelable à production intermittente ne serait pas forcément accompagnée d'une hausse de la consommation de gaz naturel dans le secteur de l'électricité à l'échelle nationale ou continentale et, ce, pour plusieurs raisons. D'abord, les systèmes électriques actuels comportent souvent des redondances inhérentes qui permettent d'intégrer d'importantes quantités de nouvelles sources à production intermittente.²¹⁷ Ensuite, dans les cas où une grande capacité de production au gaz naturel devait être mise en place comme approvisionnement d'appoint, cette capacité pourrait n'être que faiblement utilisée en moyenne. Troisièmement, le besoin d'une capacité d'approvisionnement d'appoint au gaz naturel peut être atténué si on améliore les réseaux électriques pour les rendre plus intelligents, c'est-à-dire capables d'intégrer différentes sources d'énergie de façon plus perfectionnée²¹⁸ et pour élargir les branchements à des régions équipées de l'énergie hydroélectrique. (Au Canada, cela pourrait se traduire par des branchements interprovinciaux plus touffus en Colombie-Britannique, au Manitoba et au Québec.) Quatrièmement, outre les installations hydroélectriques, de nouvelles technologies comme les batteries à flux²¹⁹ et la concentration de l'énergie solaire²²⁰ peuvent utiliser le stockage d'énergie pour atténuer les variations de production de l'énergie éolienne et solaire.

Si certains modèles économiques ne tiennent pas compte adéquatement du besoin de sources d'électricité d'appoint, le modèle énergétique mondial de l'AIE le fait.²²¹ Le scénario 450 des Perspectives énergétiques mondiales de l'AIE (se reporter à la Section 3.2.1) illustre les points susmentionnés dans le cas des États-Unis. Comme le montre le Tableau 10, la capacité de production d'électricité au gaz naturel demeure pratiquement inchangée entre 2008 et 2035, tandis que la capacité de l'énergie éolienne et solaire connaît une forte expansion. Le taux d'utilisation de la capacité de production au gaz augmente considérablement d'ici 2030, mais chute avant 2035, au point où on produit plus d'électricité à partir de l'énergie éolienne et solaire qu'au moyen du gaz.

Tableau 10. Production d'électricité aux États-Unis selon les Perspectives énergétiques mondiales 2010 de l'AIE, scénario 450²²²

SOURCE D'ÉNERGIE		2008	2020	2030	2035
Toutes	Production (TWh)	4343	4572	4790	4876
Gaz naturel	Production (TWh)	911	905	1317	735
	Part de la production (%)	21	20	27	15
	Capacité de production (GW)	409	392	427	428
Éolienne et solaire	Production (TWh)	59	316	813	1092
	Part de la production (%)	1	7	17	22
	Capacité de production (GW)	26	128	298	391

De plus, une augmentation de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur de l'électricité ne se traduit pas nécessairement par une hausse de la consommation du gaz dans l'ensemble de l'économie. Dans l'exemple précédent, bien que la quantité de gaz utilisée pour la production d'électricité augmente considérablement entre 2008 et 2030, son déclin ailleurs fait en sorte que la consommation nationale totale de gaz atteint le même niveau en 2030 qu'en 2008.²²³

3.4.3 LE RISQUE DU « PIÈGE » DES PREMIÈRES POLITIQUES CLIMATIQUES

Les scénarios conçus dans le cadre d'études de modélisation économique ou d'autres propositions qui mettent l'accent sur l'atteinte des cibles de GES à court ou à moyen terme n'abordent pas entièrement le risque que les nouvelles infrastructures construites pour la production et l'utilisation de gaz naturel sans CSC deviennent un obstacle à l'atteinte des objectifs de GES à long terme.

Par exemple, comme le mentionne la Section 1.4, le remplacement du charbon par le gaz naturel dans la production d'électricité pourrait contribuer, de façon significative, à l'atteinte des cibles nationales à court terme de réduction des GES auxquelles le Canada et les États-Unis se sont engagés (17 pour cent sous le niveau de 2005 d'ici 2020). Par contre, les propriétaires des nouvelles centrales au gaz qui pourraient être construites dans les prochaines années accepteraient-ils de les mettre hors service, ou d'absorber les coûts de la conversion au CSC, peu de temps après 2020, au moment où les États-Unis intensifieraient leurs efforts de réduction des GES? Et même si les centrales électriques au gaz n'ont besoin de fonctionner que pendant 20 ans environ pour justifier leur coût en capital relativement faible, il n'en demeure pas moins que les propriétaires voudront en tirer des revenus aussi longtemps que possible.

Des commentaires récents de l'économiste en chef de l'AIE, Fatih Birol, donne du poids à cette préoccupation : Birol avance que les efforts de lutte contre le changement climatique au moyen d'énergies renouvelables sont menacés par la révolution du gaz non traditionnel, et ajoute que le boom du gaz de schiste aux États-Unis a contribué à une chute abrupte des investissements dans l'énergie renouvelable.²²⁴ Comme nous l'avons vu précédemment (se

reporter au Tableau 10), le scénario 450 de l'AIE n'augmente pas significativement la capacité de production d'électricité au gaz aux États-Unis et met plutôt l'accent sur une expansion à long terme de l'électricité de sources renouvelables. Malheureusement, à court terme, il ne permet pas d'atteindre la cible de GES de 2020 à laquelle les États-Unis se sont engagés.²²⁵

Deux autres raisons justifient la réticence à l'égard de la construction de nouvelles infrastructures de production et d'utilisation de gaz naturel sans CSC, même quand les modèles économiques indiquent qu'elles cadrent avec des scénarios ambitieux de réduction des GES. D'abord, les scénarios de modélisation reposent habituellement sur un prix du carbone qui, faible au début, augmente progressivement. Cependant, on peut avancer qu'un moyen plus rationnel sur le plan économique de s'attaquer au changement climatique serait d'adopter un budget fixe pour les émissions totales pour une période allant d'aujourd'hui à une année distante comme 2050, et de fixer le prix du carbone en conséquence. (En théorie, cela pourrait se faire au moyen d'un système de plafonnement et échange de droits assorti d'une seule période de conformité s'étalant sur plusieurs décennies.) Selon cette approche, le prix du carbone serait élevé dès le départ, et pourrait bien empêcher tout nouvel investissement dans la combustion de gaz naturel sans CSC.

Ensuite, les plus récentes études scientifiques indiquent que, même à de faibles concentrations atmosphériques de GES, les impacts du changement climatique pourraient être beaucoup plus graves qu'on ne l'avait estimé.²²⁶ Cela donne à penser que les gouvernements doivent prendre tous les moyens raisonnables pour éviter *toute* nouvelle source d'émissions de GES.²²⁷



4. Conclusions et recommandations

A la Section 1.1, nous avons posé une série de trois questions (se reporter à la Figure 1), selon nous les plus pertinentes pour déterminer la voie optimale à suivre en matière de production et d'utilisation du gaz naturel. Dans la présente section, nous répondons à chacune de ces questions et formulons des recommandations.

4.1 Les trois questions

QUESTION 1 :

Des politiques climatiques bien conçues et assez fermes pour générer des réductions adéquates de GES en Amérique du Nord mèneraient-elles à un niveau de production et d'utilisation de gaz naturel qui nécessite de nouvelles installations de production?

Notre examen d'études de modélisation économique (Section 3.2) et de la modélisation originale commandée aux fins du présent rapport (Section 3.3) nous révèlent que des politiques visant à limiter le réchauffement climatique mondial moyen à 2 °C – l'objectif que les gouvernements ont adopté à l'unanimité dans le cadre des négociations sur le climat des Nations Unies – feront en sorte que la consommation de gaz naturel en Amérique du Nord ou au Canada ne devrait guère augmenter au-delà des niveaux actuels. Elle devrait même baisser. Comme le mentionnent la Section 1 et (avec plus de détails) la Section 3.2, nous estimons que le commerce du GNL entre l'Amérique du Nord et le reste du monde ne deviendra pas un facteur important dans les décisions sur la production en Amérique du Nord. Ce qui veut dire que notre production de gaz naturel devrait correspondre étroitement à notre consommation. Et cela signifie qu'étant donné la baisse importante de la production de gaz naturel traditionnel (se reporter à la Figure 4), la réponse à la question 1 est « probablement oui ».

Avant d'aller plus loin, cependant, il convient de noter qu'il y a de bonnes raisons, exclues des conclusions de la modélisation économique mais liées au climat, qui justifient une plus grande réticence à l'égard de la construction de nouvelles infrastructures de production et d'utilisation de gaz naturel sans CSC (se reporter à la Section 3.4.3). C'est un sujet qui mérite d'être approfondi.

Après avoir répondu à la question 1 par un oui prudent, nous devons aborder la question 2.

QUESTION 2 :

Peut-on raisonnablement, sur le plan technique et économique, limiter les impacts environnementaux non climatiques à un niveau acceptable?

À la Section 2.5, nous avons recensé un grand nombre d'impacts non climatiques de la production et de l'utilisation de gaz naturel, dont certains posent d'imposants défis. Si une évaluation complète de la faisabilité technique et économique de la restriction de ces impacts à un niveau acceptable dépassait la portée de ce rapport, notre analyse indique clairement qu'il faut absolument envisager avec grande prudence la création de nouvelles zones de production de gaz naturel, surtout si le gaz est non traditionnel et surtout en raison des impacts cumulatifs sur le paysage, la qualité de vie et l'eau.

En supposant que la réponse à la question 2 est « oui » pour un certain sous-ensemble de production et d'utilisation du gaz naturel, nous devons également aborder la question 3.

QUESTION 3 :

Des politiques climatiques bien conçues (se reporter à la question 1) mèneraient-elles à un niveau de production et d'utilisation de gaz naturel supérieur ou inférieur au niveau associé au statu quo?

Les études de modélisation économique décrites aux Sections 3.2 et 3.3 donnent une réponse sans équivoque à cette question : des politiques climatiques adéquates mèneront à un niveau de production et d'utilisation du gaz naturel inférieur au niveau du statu quo, à court, moyen et à long terme. En ce sens, le gaz naturel n'est *pas* un combustible de transition dans la lutte au changement climatique.

4.2 Recommandations

Les réponses aux trois questions, combinées à d'autres analyses figurant dans ce rapport et ailleurs, mènent aux recommandations politiques ci-après. Nous admettons qu'étant donné que ces recommandations portent sur un vaste éventail d'enjeux, elles sont assez générales. Dans certains cas, des recherches et une analyse supplémentaires sont nécessaires pour les développer.

4.2.1 COMMENT RESTREINDRE LES RÉPERCUSSIONS CLIMATIQUES

D'abord et avant tout, les gouvernements fédéral et provinciaux doivent mettre en œuvre des politiques climatiques qui assureront le respect de leurs propres cibles de GES ainsi que des responsabilités internationales du Canada. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a démontré que pour avoir une chance de ne pas dépasser

un réchauffement climatique mondial moyen de 2 °C, les pays industrialisés doivent abaisser leurs émissions de GES combinées de 80 à 95 pour cent en deçà des niveaux de 1990 d'ici 2050, s'ils veulent assumer leur juste part des réductions nécessaires aux émissions mondiales.²²⁸ Par conséquent :

RECOMMANDATION 1 :

Les gouvernements fédéral et provinciaux doivent instamment élaborer et mettre en œuvre des plans ayant la capacité démontrée d'assurer, tout au moins : (i) le respect de leurs cibles actuelles de GES pour 2020 et (ii) l'amorce d'une transformation des systèmes énergétiques suffisante pour réduire les émissions de GES du Canada à 80 pour cent en deçà des niveaux de 1990 d'ici 2050.

Ces plans doivent comprendre, entre autres :²²⁹

- un prix sur les émissions de GES pour l'ensemble de l'économie qui couvre autant de sources que possible, qui sera mis en œuvre aussi tôt que possible, et qui sera établi par un système de plafonnement et échange de droits, une taxe sur le carbone ou les deux;
- des règlements visant à réduire au minimum certaines sources d'émissions émanant de la production, du traitement et des pipelines de gaz naturel, si un prix du carbone s'avère impraticable pour ces sources d'émissions;
- des politiques visant à accélérer les améliorations éconergétiques, dont les codes du bâtiment, les normes d'efficacité énergétique des électroménagers et le soutien aux mises à niveau de bâtiments existants.

RECOMMANDATION 2 :

Si les gouvernements approuvent de nouvelles usines de traitement du gaz naturel qui permettent d'extraire d'importants volumes de CO₂ du gaz brut, ces usines devraient être tenues de capter et de stocker de façon permanente ce CO₂ si l'établissement d'un prix du carbone ne suffit pas à les y inciter.

Comme il a été évoqué à la Section 1.1, si les impacts environnementaux autres que climatiques peuvent être restreints à un niveau acceptable, le meilleur indicateur de la voie optimale de production et d'utilisation du gaz naturel est le résultat escompté de politiques climatiques qui viseraient explicitement à atteindre les réductions de GES nécessaires. Cependant, en l'absence de politiques climatiques adéquates, nous devons être prêts à miser sur d'autres politiques pour nous en tenir à notre meilleure estimation de la voie optimale.

Cette recommandation est importante, parce que de nouvelles usines de traitement du gaz naturel, surtout en Colombie-Britannique, pourraient être une source majeure de nouvelles émissions de GES qui mettraient sérieusement en péril la capacité de la province de respecter sa cible de GES de 2020.²³⁰ Le traitement du gaz est l'application la moins coûteuse du CSC, son coût estimé par tonne de CO₂ étant très inférieur à un prix du carbone qui permettrait d'atteindre les cibles de GES.²³¹ Cela signifie qu'on s'attendrait à ce que les producteurs de gaz naturel mettent en œuvre le CSC si un tel prix du carbone était établi.

RECOMMANDATION 3 :

En l'absence de politiques suffisamment fermes pour assurer le respect des cibles de GES nationales et provinciales susmentionnées, les approbations gouvernementales de nouvelles installations de production devraient être ajustées à un niveau de production et d'utilisation du gaz naturel plus faible que ce qui se produirait en vertu du statu quo.

En réponse à la question 3, nous affirmons que des politiques climatiques adéquates mèneraient incontestablement à un niveau de production et d'utilisation du gaz naturel inférieur au niveau du statu quo. Cependant, comme nous l'avons précédemment mentionné, en l'absence de politiques climatiques adéquates, nous devons être prêts à miser sur d'autres politiques pour nous en tenir à notre meilleure estimation de la voie optimale.

Par conséquent, en termes simples, les gouvernements ne devraient pas approuver des niveaux de production de gaz naturel incompatibles avec leurs cibles de GES, d'autant plus que cette production causera probablement d'importants impacts environnementaux non climatiques.

4.2.2 COMMENT ATTÉNUER LA POLLUTION DE L'AIR**RECOMMANDATION 4 :**

Les approbations gouvernementales de turbines au gaz naturel devraient exiger la mise en œuvre des meilleures technologies disponibles pour limiter les émissions de polluants atmosphériques. On parle notamment de la réduction sélective catalytique pour diminuer les émissions de NO_x.

À la Section 2.5.1, nous avons souligné que la combustion du gaz naturel semble représenter une portion significative des émissions canadiennes de NO_x, mais que ces émissions peuvent être en majeure partie éliminées à faible coût par le moyen de la réduction sélective catalytique (RSC). La RSC a été exigée ces dernières années par l'EPA, aux États-Unis, pour toutes les centrales électriques au gaz à cycle combiné.

4.2.3 COMMENT ATTÉNUER LES DANGERS POUR L'EAU

Comme le décrit la Section 2.5.2, le développement du gaz naturel pose un risque important aux sources d'eau, en particulier en raison des volumes utilisés pour la fracturation hydraulique et du risque de déversements ou d'élimination inadéquate des eaux usées. Par conséquent :

RECOMMANDATION 5 :

Les gouvernements devraient examiner, renforcer au besoin et exécuter strictement les exigences entourant la surveillance, l'utilisation et le traitement de l'eau, ainsi que la responsabilité des producteurs en cas de contamination, de façon à assurer la viabilité des ressources aquatiques dans les régions visées pour le développement du gaz naturel.

RECOMMANDATION 6 :

Les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux devraient entreprendre d'améliorer la cartographie publique des eaux souterraines afin de permettre des analyses environnementales étayées sur l'exploration et la production de pétrole et de gaz.

RECOMMANDATION 7 :

Les producteurs de gaz naturel devraient être tenus de divulguer publiquement la composition chimique des liquides de fracturation hydraulique et de déclarer les liquides injectés dans le cadre de l'Inventaire national des rejets de polluants.

Le risque que des liquides de fracturation contaminent l'eau potable directement, par l'intermédiaire de la roche fracturée, semble être faible dans la plupart des circonstances. Cependant, étant donné que les liquides de fracturation sont introduits dans l'environnement, les citoyens ont le droit fondamental d'en connaître la composition. Bien que les entreprises doivent en général signaler les substances injectées sous terre à l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP), les liquides de fracturation échappent à cette disposition, puisque les puits de pétrole et de gaz sont actuellement exemptés de l'INRP.

4.2.4 ENGAGEMENT PUBLIC ET ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

RECOMMANDATION 8 :

Les gouvernements ne doivent pas autoriser l'introduction de la production du gaz de schiste

- *à moins que des consultations publiques approfondies indiquent un niveau d'acceptation élevé chez les citoyens concernés, et à moins que les producteurs soient tenus de fournir de façon transparente une indemnisation équitable des impacts aux résidents;*
- *dans des endroits où l'environnement naturel ou l'aménagement du territoire traditionnel ont une valeur particulière.*

Comme le mentionne la réponse à la question 2 ci-dessus, l'analyse de la Section 2.5 indique clairement qu'il faut absolument envisager avec grande prudence la création de nouvelles zones de production du gaz de schiste. En particulier, une région visée pour le développement du gaz de schiste fera l'objet d'une industrialisation intense : des centaines, voire des milliers, de puits seront forés tous les ans; un site de forage sera installé à tous les 2,6 kilomètres carrés environ (tous les milles carrés); d'importantes nouvelles infrastructures seront construites et des accidents se produiront inévitablement. Sans l'aide du gouvernement, les intérêts des citoyens auront probablement peu de poids en comparaison à ceux des producteurs.

Procéder avec grande prudence signifie d'obtenir l'information la plus complète possible et de mener des évaluations exhaustives, transparentes et impartiales avant de donner le feu vert aux projets de développement. Actuellement, on ne possède pas assez d'information. Par exemple, le U.S. Council of Scientific Society Presidents (conseil américain des présidents d'associations scientifiques) a écrit, en mai 2010 : « Le développement de méthane à partir de formations de gaz de schiste est un autre exemple où les politiques ont précédé des études scientifiques adéquates. »²³² L'Institut national de santé publique du Québec a récemment conclu que la recension des ouvrages scientifiques « ne permet pas, pour l'instant, d'évaluer les risques à la santé pour la population québécoise » issus du développement du gaz de schiste.²³³ De même, les autorités réglementaires canadiennes n'ont en général qu'une connaissance limitée de la structure et de l'utilisation des sources d'eau souterraine (se reporter à la Section 2.5.2).

RECOMMANDATION 9 :

La production de gaz naturel doit s'inscrire dans les processus normaux d'évaluation environnementale provinciaux, étant admis que des puits multiples pourraient être évalués en tant que projet unique pour des raisons pratiques. Les évaluations environnementales doivent tenir compte des routes, des pipelines et d'autres infrastructures nécessaires à la production du gaz.

Il est tout à fait inacceptable que la majorité des puits de gaz naturel au Canada soient actuellement exemptés du processus normal d'évaluation environnementale (se reporter à la Section 2.6). Il n'y a aucune raison convaincante pour laquelle le développement du gaz devrait être exempté des normes d'évaluation que les gouvernements jugent nécessaires pour d'autres types de développements industriels.

Cependant, bien qu'il soit nécessaire de poursuivre les évaluations environnementales habituelles portant sur des projets individuels (qui augmentent modestement la production d'une région), ces évaluations ne suffisent pas, parce qu'elles ne permettent pas de dégager des conclusions sur les impacts globaux ou cumulatifs du développement.

RECOMMANDATION 10 :

Les gouvernements provinciaux et territoriaux devraient entreprendre et publier des évaluations complètes et continues des impacts environnementaux cumulatifs existants et anticipés sur les régions visées pour le développement du gaz naturel. Idéalement, ces évaluations feraient partie d'un système légiféré de plans régionaux d'aménagement du territoire, qui préciseraient des limites claires sur les impacts environnementaux cumulatifs. Ce système devrait exiger

- *une surveillance régulière et la publication fréquente de rapports destinés au public au sujet des impacts cumulatifs;*
- *des approbations de projets industriels (comme la production du gaz naturel) qui respecteraient les limites sur les impacts tels que mesurés par le programme de surveillance.²³⁴*

RECOMMANDATION 11 :

Les provinces et les territoires doivent confier l'entière responsabilité de l'élaboration et de l'exécution des mesures de protection environnementales réglementant la production du gaz naturel (ainsi que d'autres industries d'extraction) aux ministères de l'Environnement, et non aux ministères des Ressources naturelles ou à d'autres organismes de réglementation.

Procéder avec grande prudence dans le développement de nouvelles productions de gaz naturel signifie aussi d'octroyer le contrôle aux organismes de réglementation les plus adéquats. Les ministères de l'Environnement existent parce que l'élaboration et l'exécution de mesures de protection environnementales exigent des institutions qui sont entièrement axées sur cette tâche. Les organismes de réglementation sont en conflit d'intérêts s'ils ont un rôle de promouvoir le développement du pétrole et du gaz tout en étant responsables de mécanismes de protection environnementaux qui compliquent ce développement.

4.2.5 SUPPRESSION DE MESURES INCITATIVES AYANT UN EFFET INSIDIEUX

RECOMMANDATION 12 :

Les gouvernements ne doivent pas offrir de soutien financier pour le remplacement du charbon ou des produits pétroliers par le gaz naturel.

À la lumière de notre réponse à la question 3 ci-dessus, les gouvernements ne devraient pas subventionner l'expansion de l'utilisation du gaz naturel. Dans des applications précises où une utilisation accrue du gaz naturel pourrait être compatible avec les cibles de GES, il est préférable d'y arriver par le moyen d'un prix du carbone ou d'un règlement propre au secteur, et de réserver les fonds publics limités aux solutions énergétiques les plus écologiques : conservation, efficacité et énergie renouvelable.

RECOMMANDATION 13 :

Les régimes de redevances doivent être ajustés au besoin, de façon que les gouvernements provinciaux et territoriaux obtiennent la pleine valeur de la ressource du gaz naturel, tout en permettant aux producteurs d'obtenir un rendement équitable du capital investi.

Les régimes de redevances et d'imposition appliqués à la production du gaz naturel doivent refléter l'intérêt public. Les citoyens sont les propriétaires de la ressource, et les redevances sont le mécanisme au moyen duquel le gouvernement perçoit la valeur de la ressource pour le compte des citoyens. Si les gouvernements ne parviennent pas à obtenir la valeur maximale, ils privent les citoyens de ce qui leur revient et offrent une subvention injustifiée aux producteurs.²³⁵

RECOMMANDATION 14 :

Les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux doivent supprimer toute incitation fiscale pour la production pétrolière et gazière, mesurée par rapport à un système fiscal neutre.²³⁶

Les producteurs pétroliers et gaziers reçoivent aussi des subventions par le truchement du système fiscal. Il n'y a pas de justification convaincante pour ces subventions, qui contribuent à accentuer une multitude d'impacts environnementaux. De concert avec les autres pays du G20, le Canada s'est engagé en 2009 à supprimer « à moyen terme » les subventions offertes pour les combustibles fossiles. Mais il n'a montré aucune velléité de mettre à exécution cet engagement.²³⁷

NOTES

- 1 Après les États-Unis, la Chine, la Russie et l'Arabie saoudite. Se reporter à US Energy Information Administration, *International Energy Statistics*, <http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=44&pid=44&aid=1> (consulté le 25 septembre 2010).
- 2 Après les États-Unis et la Russie. Se reporter à US Energy Information Administration, *International Energy Statistics*, <http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=38&pid=26&aid=1> (consulté le 25 septembre 2010).
- 3 Statistique Canada, *Guide statistique de l'énergie, premier trimestre 2010*, Ottawa, Ontario, 2010, p. 32. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.statcan.gc.ca/pub/57-601-x/57-601-x2010001-fra.pdf>.
- 4 On entend par « énergie primaire » l'énergie sous sa forme la plus brute, notamment le charbon, le pétrole, le gaz naturel et l'électricité produite à partir de sources autres que fossiles. L'électricité produite à partir de combustibles fossiles est une forme d'énergie secondaire.
- 5 Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada – 2008*, Ottawa, Ontario, 2010, p. 29. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.statcan.gc.ca/pub/57-003-x/57-003-x2008000-fra.pdf>.
- 6 Office national de l'énergie, *Aperçu des exportations et importations de gaz naturel 2009*, <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfimtnt/ststc/ntrlgxprrt/ntrlgssmmr/2009/smmry2009-fra.html> (consulté le 25 septembre 2010).
- 7 Se reporter à Jennifer Grant, *Defending the North*, Drayton Valley, Alberta, Institut Pembina, 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/1986>.
- 8 GW Solutions Inc., *Coalbed Methane and Salmon: Assessing the Risks*, Drayton Valley, Alberta, Institut Pembina, 2008. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/1635>.
- 9 Ben Parfitt, *Fracture Lines: Will Canada's Water Be Protected in the Rush to Develop Shale Gas?*, Toronto, Ontario, Munk School of Global Affairs, 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.powi.ca/pdfs/groundwater/Fracture%20Lines_English_Oct14Release.pdf.
- 10 US Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2009*, Washington, DC, département de l'Énergie, 2010, pp. 187, 191 et 33. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.eia.doe.gov/aer/pdf/aer.pdf>.
- 11 Dans Matthew Bramley, Pierre Sadik et Dale Marshall, *Protection climatique, prospérité économique : Étude sur les conséquences économiques de la réduction des émissions de gaz à effet de serre et sur les mesures à adopter par le Canada – rapport final* (Drayton Valley, Alberta et Vancouver, C.-B., Institut Pembina et Fondation David Suzuki, 2009), l'Institut Pembina et la Fondation David Suzuki ont défini ce qui, selon nous, formerait un ensemble de politiques climatiques bien conçues pour le Canada. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/1908>.
- 12 Mike Cleland, *Perspectives on Canada's Energy Future – With a Focus on the Role of Natural Gas*, Ottawa, Ontario, Association canadienne du gaz, 2009. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.cga.ca/publications/documents/PerspectivesonCanada.pdf>.
- 13 Kerry Guy, « Natural Gas Markets » (présenté à la Table ronde sur l'utilisation du gaz naturel dans le secteur des transports du Canada, 22 juin 2010), pp. 6 et 9.
- 14 Office national de l'énergie, *Scénario de référence de 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020, Annexes*, Calgary, Alberta, 2009, pp. 29–33. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfimtnt/nrgyrprt/nrgyfr/2009/rfrncsscnr2009-fra.pdf>.
- 15 Guy, p. 7.
- 16 Office national de l'énergie, *Scénario de référence de 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020, Annexes*, Calgary, Alberta, 2009, Tableau A2.1, Section 3. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfimtnt/nrgyrprt/nrgyfr/2009/rfrncsscnr2009ppndc-fra.pdf>.
- 17 US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, Washington, DC, département de l'Énergie des États-Unis, 2010, p. 115. Le document se trouve en ligne à l'adresse [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2011).pdf).
- 18 AIE, *World Energy Outlook 2010*, Paris, France, 2010, pp. 618 et 619. Les *Perspectives énergétiques mondiales* sont disponibles en français, mais dans le présent rapport nous citons les versions anglaises.
- 19 Daniel Yergin et coll., *Fueling North America's Energy Future: The Unconventional Natural Gas Revolution and the Carbon Agenda*, Cambridge, MA, IHS Cambridge Energy Research Associates, 2009, p. IV-7.

- 20 AIE, *World Energy Outlook 2009*, Paris, France, 2010, pp. 190–192.
- 21 Il s'agit d'une estimation approximative obtenue en tenant compte de toutes les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles figurant à l'inventaire national de GES du Canada de 2008, et en réduisant les émissions issues de la production d'électricité au charbon de 60 % et aux produits pétroliers de 30 % ainsi que des émissions des véhicules de 30 %. Ici les réductions des émissions liées aux véhicules sont probablement surestimées (se reporter à la Section 3.4.1), et les réductions des émissions liées à l'industrie et aux bâtiments sous-estimées, là où nous avons supposé que le gaz naturel est le seul combustible actuellement utilisé (il compte déjà pour la majorité des émissions dans ces secteurs). Ce calcul ne tient pas compte des émissions de GES (autres que celles de la combustion) liées à la production, au traitement et au transport des combustibles fossiles. Elles sont cependant considérées généralement comme grandement inférieures aux émissions de la combustion de combustible (se reporter à la Section 2.4). Le rapport de l'inventaire des GES s'intitule *Rapport d'inventaire national 1990-2008 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada – Partie I*, Gatineau, Québec, Environnement Canada, 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.ec.gc.ca/Publications/default.asp?lang=Fr&xml=492D914C-2EAB-47AB-A045-C62B2CDACC29>.
- 22 Il s'agit d'une estimation approximative obtenue en tenant compte de toutes les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles figurant à l'inventaire national de GES des États-Unis de 2008 et d'une réduction des émissions du charbon de 60 % et des produits pétroliers de 30 %. Les réductions des émissions liées à des véhicules sont probablement surestimées (se reporter à la Section 3.4.1). Ce calcul ne tient pas compte des émissions de GES (autres que celles de la combustion) liées à la production, au traitement et au transport de combustibles fossiles. Elles sont cependant considérées généralement comme grandement inférieures aux émissions de la combustion de combustible (se reporter à la Section 2.4). Le rapport de l'inventaire des GES produit par l'Agence des États-unis pour la protection de l'environnement (EPA – Environmental Protection Agency) s'intitule *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2008*, Washington, DC, 2010, Annexe 2, p. A24. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.epa.gov/climatechange/emissions/usinventoryreport.html>.
- 23 Yergin et coll., p. VI-11.
- 24 Ce sont encore une fois des estimations approximatives formulées au moyen de la méthode indiquée plus haut dans ce paragraphe.
- 25 Déclaration des dirigeants du G8, *Responsible Leadership for a Sustainable Future*, 8 juillet 2009, Paragraphe 65. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.g8italia2009.it/static/G8_Allegato/G8_Declaration_08_07_09_final,0.pdf.
- 26 Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, *Appendix I – Quantified economy-wide emissions targets for 2020*, <http://unfccc.int/home/items/5264.php> (consulté le 7 février 2011).
- 27 Le gouvernement fédéral actuel du Canada appuie cette perspective. Jim Prentice, ancien ministre de l'Environnement, a déclaré ceci en avril 2010 : « ... Pour réduire nos émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants, c'est une bonne chose d'utiliser plus de gaz naturel au Canada. » (Témoignage devant le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, le 15 avril 2010.) La proposition actuelle du gouvernement de retirer progressivement les centrales traditionnelles au charbon permettrait leur remplacement par des centrales au gaz. Se reporter à la *Fiche d'information d'Environnement Canada : Éléments clés de la mesure réglementaire proposée*, <http://www.ec.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=714D9AAE-18&news=55D09108-5209-43B0-A9D1-347E1769C2A5> (consultée le 11 février 2011).
- 28 Ces chiffres comprennent de petites quantités de combustibles fossiles utilisées comme ingrédients chimiques dans la fabrication de produits tels que les matières plastiques et à d'autres fins non énergétiques.
- 29 Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2008*, p. 29.
- 30 US Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2009*, p. 9. Nous avons utilisé les facteurs figurant à la page 370 pour recalculer la valeur de l'électricité non fossile de façon qu'elle soit équivalente à l'énergie produite selon l'approche de Statistique Canada.
- 31 Comprend le pétrole brut et les liquides du gaz naturel (composants plus lourds du gaz naturel brut, comme le propane et le butane, retirés du gaz brut pendant son traitement).
- 32 Statistique Canada ne fournit pas de données complètes sur l'énergie de la biomasse.

- 33 Ce pourcentage de biomasse est légèrement sous-estimé, en raison de l'absence de données canadiennes.
- 34 Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2008*, p. 29.
- 35 US Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2009*, pp. 195 et 33.
- 36 Le terme « industrie » englobe la production de pétrole et de gaz, et les pipelines. Cette catégorie comprend également une petite quantité de gaz naturel utilisée comme ingrédient chimique.
- 37 US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, p. 75.
- 38 *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study – Interim Report*, Cambridge, MA, MIT, 2010, p. 2. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://web.mit.edu/mitei/research/studies/naturalgas.html>.
- 39 US Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2009*, p. 199.
- 40 Office national de l'énergie, *Scénario de référence de 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020*, pp. 4 et 5.
- 41 Dans le cas des États-Unis, cela signifie que les programmes dotés d'une date d'échéance prennent effectivement fin à cette date. Se reporter à US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, p. 6.
- 42 Office national de l'énergie, *Scénario de référence de 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020*, pp. 13–17.
- 43 US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, pp. 117 et 118.
- 44 Office national de l'énergie, *Scénario de référence de 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020 – Annexes*, Tableau A1.1; US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, p. 153.
- 45 Office national de l'énergie, *Scénario de référence de 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020 – Annexes*, Tableau A2.1, Section 3.
- 46 US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, p. 115. Comme dans le Tableau 1, nous avons recalculé la contribution de l'électricité non fossile à l'énergie primaire totale de façon qu'elle soit équivalente à l'énergie produite.
- 47 Ce pourcentage de 30 % diffère du 31 % du Tableau 1 parce que les calculs de l'Office national de l'énergie et de Statistique Canada sont légèrement différents.
- 48 Ce chiffre de 26 % diffère du 25 % du Tableau 1 parce que les données des États-Unis sont calculées dans ce cas-ci d'une manière un peu différente (entre autres, les calculs semblent exclure les combustibles fossiles utilisés à des fins autres que l'énergie).
- 49 Ces chiffres comprennent de petites quantités de combustibles fossiles utilisées comme ingrédients chimiques dans la fabrication de produits tels que les matières plastiques et à d'autres fins non énergétiques.
- 50 Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2008*, p. 29.
- 51 US Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2009*, p. 7. Comme dans les Tableaux 1 et 3, nous avons recalculé la contribution de la production d'électricité non fossile à l'énergie primaire totale de façon qu'elle soit équivalente à l'énergie produite.
- 52 Comprend le pétrole brut et les liquides du gaz naturel.
- 53 Statistique Canada ne fournit pas de données complètes sur l'énergie de la biomasse.
- 54 Ce pourcentage de biomasse est légèrement sous-estimé en raison de l'absence de données canadiennes.
- 55 Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2008*, p. 29.
- 56 Ibid.
- 57 US Energy Information Administration, *Annual Energy Review 2009*, pp. 191 et 195.
- 58 Office national de l'énergie, *Scénario de référence de 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020 – Annexes*, Tableau A4.2.
- 59 L'Office national de l'énergie fait maintenant circuler une version préliminaire d'une nouvelle prévision de référence, selon laquelle la production et les exportations de gaz naturel du Canada diminuent de façon beaucoup plus marquée pendant cette période. Se reporter à Office national de l'énergie, « 2011 Energy Futures Report: Preliminary Results for Stakeholder Consultations » (présenté à Yellowknife le 25 mai 2011), pp. 50 et 51.
- 60 US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, p. 115.
- 61 Ibid.

- 62 Pour le Canada, le calcul repose sur les données sur la consommation et la production déjà citées; pour les États-Unis, il repose sur le document de la US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, p. 80.
- 63 Ibid.
- 64 Canaport LNG, « Canaport LNG Terminal to Begin First Phase of Operations », communiqué de presse, 18 juin 2009. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.canaportlng.com/pdfs/news_release_june_18_2009.pdf.
- 65 Guy, p. 7.
- 66 Office national de l'énergie, *Scénario de référence de 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020*, p. 28.
- 67 Yergin et coll., p. I-10.
- 68 Cleland.
- 69 Guy, p. 6.
- 70 Guy, p. 9.
- 71 Les hydrates de méthane constituent un quatrième type de gaz non traditionnel, non encore viable sur le plan commercial. Les hydrates sont des cristaux composés d'eau et de gaz naturel que l'on trouve dans les sédiments de l'Arctique et sur le plancher océanique. On estime qu'ils contiennent plus de carbone que toutes les autres sources de combustible fossile combinées. Se reporter à Ressources naturelles Canada, *Les hydrates de gaz – carburant de l'avenir?*, http://ess.nrcan.gc.ca/2002_2006/ghff/index_f.php (consulté le 4 octobre 2010).
- 72 Office national de l'énergie, *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, Calgary, Alberta, 2009, pp. 15–22. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnr-gynfntn/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngs-hlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009-fra.pdf>.
- 73 Terry Carter, Lee Fortner et Catherine Béland-Otis, « Shale Gas Opportunities in Southern Ontario – an Update » (présenté à la 48^e conférence annuelle de l'OPI et son salon professionnel, à Sarnia, Ontario, le 11 novembre 2009). Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.ogsrlibrary.com/downloads/Ontario_Shale_Gas_OPI_2009_Nov11.pdf.
- 74 Office national de l'énergie, *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, p. 6.
- 75 Office national de l'énergie, *Le méthane de houille – Fiche de renseignements*, <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/ntrlgs/hrsshcnynclbmdthn2007/clbmdthnfctsh-fra.html> (consulté le 25 novembre 2010).
- 76 Les données utilisées pour créer cette figure sont tirées de : Office national de l'énergie, *Scénario de référence 2009 : Offre et demande énergétiques au Canada jusqu'en 2020 – Annexes*, Tableau A4.2.
- 77 US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, p. 79.
- 78 Les centrales à cycle combiné utilisent une génératrice à turbines au gaz pour produire de l'électricité et de la chaleur. La chaleur du tuyau d'échappement sert à produire de la vapeur, qui à son tour propulse une turbine à vapeur qui produit de l'électricité supplémentaire, ce qui augmente l'efficacité globale de la production.
- 79 Rich Wong et Ed Whittingham, *A Comparison of Combustion Technologies for Electricity Generation*, Drayton Valley, Alberta, Institut Pembina, 2006, pp. 7 et 8. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/1345>.
- 80 Déclaration des dirigeants du G8, *Responsible Leadership for a Sustainable Future*, 8 juillet 2009.
- 81 Par exemple, on considère habituellement que le méthane est un GES 21 fois plus puissant que le CO₂, selon sa contribution estimative au réchauffement de la planète sur 100 ans. Une tonne de méthane compte donc pour 21 tonnes d'équivalents CO₂.
- 82 Il s'agit de calculs de l'auteur qui reposent sur les données du *Rapport d'inventaire national 1990–2008 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada* d'Environnement Canada et du *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2008* de Statistique Canada. Environnement Canada n'a pas changé sa méthode de quantification des émissions de GES issues du cycle de vie du gaz naturel dans son *Rapport d'inventaire national 1990–2009* récemment publié.
- 83 *Rapport d'inventaire national 1990–2008 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada – Partie 1*, p. 99.
- 84 Office national de l'énergie, *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, p. 15.
- 85 Se reporter, par exemple, à Ralph Sims et coll., « Energy Supply », dans Bert Metz et coll., éditeurs, *Climate Change 2007: Mitigation – Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Royaume-Uni, Cambridge University Press, 2007, p. 283. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-chapter4.pdf>.

- 86 Al Armendariz, *Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements*, Washington, DC, EDF, 2009. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.edf.org/documents/9235_Barnett_Shale_Report.pdf.
- 87 Il s'agit d'un calcul de l'auteur reposant sur les données sur les émissions et la production qui figurent dans le rapport de l'EDF ainsi que sur des données canadiennes de 2008 tirées du *Rapport d'inventaire national 1990–2008 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada* d'Environnement Canada et du *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2008* de Statistique Canada. Le calcul s'applique à la production, au traitement et à la transmission (mais non à la distribution) du gaz naturel.
- 88 Armendariz, p. 19.
- 89 Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement (EPA), *Greenhouse Gas Emissions Reporting from the Petroleum and Natural Gas Industry – Background Technical Support Document*, Washington, DC, 2010, p. 87. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.epa.gov/climatechange/emissions/downloads10/Subpart-W_TSD.pdf.
- 90 Armendariz, p. 18.
- 91 EPA, *Greenhouse Gas Emissions Reporting from the Petroleum and Natural Gas Industry – Background Technical Support Document*, pp. 87 et 88.
- 92 Robert Howarth, Renee Santoro et Anthony Ingraffea, « Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations », *Climatic Change* 106, 2011, pp. 679–690. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.springerlink.com/content/e384226wr4160653/fulltext.pdf>.
- 93 Nous faisons ici référence uniquement aux calculs de l'étude qui reposent sur la perspective de 100 ans, généralement acceptée, pour évaluer l'effet du méthane sur le réchauffement de la planète. La préférence de l'auteur cité pour une perspective sur 20 ans, qui grossit la proportion de l'effet sur le réchauffement climatique du méthane par rapport au CO₂, est discutable. En effet, puisque le CO₂ demeure dans l'atmosphère beaucoup plus longtemps que le méthane, l'adoption d'une perspective sur 20 ans laisse de côté les répercussions que le CO₂ émis aujourd'hui continuera d'avoir dans plus de 20 ans. La perspective sur 100 ans sert entre autres au calcul des inventaires nationaux d'émissions de GES et dans le protocole de Kyoto.
- 94 Climate Progress, « New study questions shale gas as a bridge fuel », article d'un blogue, 12 avril 2011. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://climateprogress.org/2011/04/12/shal-gas-bridge-fuel/>.
- 95 *Le Point du commissaire à l'environnement et au développement durable*, Ottawa, Ontario, Bureau du vérificateur général du Canada, mars 2009, Paragraphe 2.2. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.oag-bvg.gc.ca/internet/Francais/parl_cesd_200903_02_f_32286.html#hd5a.
- 96 Environnement Canada, *Mercure*, <http://www.ec.gc.ca/toxiques-toxics/Default.asp?lang=Fr&n=98E80CC6-18xxml=9767F4A9-2EF7-4A00-B3AF-D900394C6EC6> (consulté le 5 janvier 2011).
- 97 Eastern Research Group, Inc., *Electricity Framework 5 Year Review – Control Technologies Review*, Edmonton, Alberta, Clean Air Strategic Alliance, 2009, p. 3-4. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.casahome.org/DesktopModules/Bring2mind/DMX/Download.aspx?Command=Core_Download&EntryId=551&PortalId=0&TabId=78.
- 98 Ibid., p. 3-12.
- 99 Ibid., p. 3-22.
- 100 Il s'agit d'un calcul de l'auteur reposant sur les données de 2008 publiées par Environnement Canada dans *Inventaire national des rejets de polluants (INRP) Bases de données téléchargeables*, <http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/default.asp?lang=Fr&n=0EC58C98> (consulté le 5 janvier 2011); et du *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada – 2008* de Statistique Canada.
- 101 Nous considérons que l'incinération fait partie de l'industrie.
- 102 Cela comprend le gaz naturel brûlé pendant la production et le traitement, ce qui signifie que les deux lignes du tableau se chevauchent légèrement.
- 103 Clearstone Engineering Ltd., « A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry » (rapport préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers), janvier 2005, Volume 2, Tableau A.
- 104 Environnement Canada, *Recherche en ligne des données de l'Inventaire national des rejets de polluants*, http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/queyry/query_query_f.cfm (consulté le 7 janvier 2011).

- 105 « Sour gas leak kills worker », *Edmonton Journal*, 9 mars 2008, <http://www.canada.com/edmontonjournal/news/story.html?id=bc73a7e8-dc10-4e4d-84b3-98601c7ca3fe> (consulté le 6 janvier 2011).
- 106 Andrea Sands, « Alberta worker dies after hydrogen sulphide leak », *Edmonton Journal*, 1^{er} mai 2011, <http://www.edmontonjournal.com/business/Alberta+worker+dies+after+hydrogen+sulphide+leak/4706342/story.html> (consulté le 30 mai 2011).
- 107 Se reporter, par exemple, à Mike Lee, « State: 1 in 5 gas well sites emits too much benzene », *Fort Worth Star-Telegram*, 27 janvier 2010.
- 108 Environnement Canada, *Recherche en ligne des données de l'Inventaire national des rejets de polluants*, http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/queysite/query_f.cfm (consulté le 7 février 2011).
- 109 Agency for Toxic Substances and Disease Registry, *Toxic Substances Portal – Benzene*, <http://www.atsdr.cdc.gov/toxfaqs/tf.asp?id=38&tid=14> (consulté le 6 janvier 2011).
- 110 *La gestion durable des eaux souterraines au Canada : rapport du comité d'experts sur les eaux souterraines*, Ottawa, Ontario, Conseil des académies canadiennes, 2009. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://sciencepourlepublic.ca/fr/assessments/completed/groundwater.aspx>.
- 111 Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, document DQ29.1. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/liste_doc-DT-DQ-DM.htm#DQ.
- 112 *An Audit of the Management of Groundwater Resources in British Columbia*, Victoria, C.-B., Office of the Auditor General of British Columbia, 2010, p. 2. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.bcauditor.com/pubs/2010/report8/audit-management-groundwater-resources-british-columbia>.
- 113 *Deep Water: The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling*, Washington, DC, National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2011, p. 115. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.oilspillcommission.gov/final-report>.
- 114 Mary Griffiths, *Protecting Water, Producing Gas: Minimizing the Impact of Coalbed Methane and Other Natural Gas Production on Alberta's Groundwater*, Drayton Valley, Alberta, Institut Pembina, 2007, p. 70. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/1434>.
- 115 Ibid., pp. 67–69.
- 116 John Hanger, secrétaire, Department of Environmental Protection, témoignage devant le Comité sénatorial sur les ressources environnementales et l'énergie, 16 juin 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://files.dep.state.pa.us/AboutDEP/AboutDEPPortalFiles/RemarksAndTestimonies/TestimonyEOGSafety_061610.pdf.
- 117 Stephen Osborn et coll., « Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing », *Proceedings of the National Academy of Sciences USA* 108, n° 20, 2011, pp. 8172–8176. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pnas.org/content/108/20/8172.full.pdf>.
- 118 Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, document DQ35.1. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/liste_doc-DT-DQ-DM.htm#DQ.
- 119 Louis-Gilles Francoeur, « Gaz de schiste : six dossiers d'infraction », *Le Devoir*, 28 janvier 2011, p. A1. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/315622/gaz-de-schiste-six-avis-d-infraction>.
- 120 Se reporter, par exemple, à Geneviève Brisson et coll., *État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique – Rapport préliminaire*, Québec, Québec, Institut national de santé publique du Québec, 2010, pp. 34–36. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.inspq.qc.ca/publications/notice.asp?E=p&NumPublication=1177>.
- 121 Yergin et coll., pp. I-10 et II-9.
- 122 NYSDEC, *Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program: Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*, Albany, NY, NYSDEC, 2009, pp. 5–33–5–65. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.dec.ny.gov/energy/58440.html>.

- 123 *Chemicals Used in Hydraulic Fracturing*, Washington, DC, United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce, Minority Staff, 2011, pp. 1 et 8. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://democrats.energycommerce.house.gov/sites/default/files/documents/Hydraulic%20Fracturing%20Report%204.18.11.pdf>.
- 124 Se reporter au site <http://fracfocus.org/>.
- 125 Yergin et coll., II-9.
- 126 Se reporter, par exemple, à « Feds Consider Disclosure of Fracking Fluids on Public Lands », *Wyoming Energy News*, 5 décembre 2010, <http://wyomingenergynews.com/2010/12/feds-consider-disclosure-of-fracking-fluids-on-public-lands/> (consulté le 31 janvier 2011).
- 127 Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, « Évaluation environnementale stratégique – Adoption des mesures transitoires », communiqué de presse, 5 mai 2011. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.mddep.gouv.qc.ca/infuseur/communiquer.asp?no=1855>.
- 128 Environnement Canada, *Guide de déclaration à l'Inventaire national des rejets de polluants (INRP) 2009*, Gatineau, Québec, 2010, pp. 10 et 64. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/C33ABEE5-6DE9-4843-8AF7-BDC7505893B3/Guide-de-d%E9claration-%E0-l%E2%80%99INRP-2009.pdf>.
- 129 EPA des États-Unis, *Hydraulic Fracturing Research Study*, Washington, DC, 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/hfresearchstudyfs.pdf>.
- 130 Office national de l'énergie, *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, p. 15.
- 131 *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study – Interim Report*, p. 15.
- 132 Griffiths, p. 11.
- 133 Ground Water Protection Council et ALL Consulting, *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*, Washington, DC, département de l'Énergie des États-Unis, 2009, pp. 53 et 54. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/epereports/shale_gas_primer_2009.pdf.
- 134 Tom Myers, *Review and Analysis of Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*, New York, NY, Natural Resources Defense Council, 2009, pp. 9–14, Annexe A. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://docs.nrdc.org/energy/files/ene_10092901d.pdf.
- 135 Griffiths, pp. 28 et 29.
- 136 ERCB, Directive 027, version révisée, 14 août 2009. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.ercb.ca/docs/documents/directives/Directive027.pdf>.
- 137 BC Oil and Gas Commission, *Safety Advisory 2010-03: Communication During Fracture Stimulation*, Victoria, C.-B., 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=808&type=.pdf>.
- 138 Ibid.
- 139 Keith Kohl, « Making Hydraulic Fracturing Cleaner: Industry Insider Explains 'Green' Fracking Technologies », *Energy and Capital*, 5 avril 2010, <http://www.energyandcapital.com/articles/what-you-didnt-know-about-hy/1113> (consulté le 1^{er} juin 2011).
- 140 John Ubinger et coll., *Developing the Marcellus Shale: Environmental Policy and Planning Recommendations for the Development of the Marcellus Shale Play in Pennsylvania*, Harrisburg, PA, Pennsylvania Environmental Council, 2010, p. 28. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://marcellus.pecpa.org/wp-content/uploads/2011/06/Developing-the-Marcellus-Shale.pdf>.
- 141 BC Oil and Gas Commission, *Oil and Gas Water Use in British Columbia*, Victoria, C.-B., BC Oil and Gas Commission, 2010, p. 19. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=856&type=.pdf>.
- 142 *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study – Interim Report*, p. xiii.
- 143 Hanger.
- 144 Ian Urbina, « Regulation Lax as Gas Wells' Tainted Water Hits Rivers », *The New York Times*, 26 février 2011, http://www.nytimes.com/2011/02/27/us/27gas.html?_r=2&hp=&pagewanted=all (consulté le 30 mai 2011). Se reporter aussi aux tableaux sous forme de liens qui accompagnent l'article.

- 145 John Veil, *Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers*, Argonne, IL, département de l'Énergie, 2010, pp. 19 et 20. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.evs.anl.gov/pub/doc/Water%20Mgmt%20in%20Marcellus-final-jul10.pdf>.
- 146 Griffiths, p. 75.
- 147 BC Oil and Gas Commission, *Oil and Gas Water Use in British Columbia*, pp. 7 et 19.
- 148 EPA, *Hydraulic Fracturing*, <http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/index.cfm> (consulté le 6 janvier 2011).
- 149 Griffiths, pp. 47–50.
- 150 Yergin et coll., p. II-4.
- 151 Apache Corporation, *Ootla team celebrates largest completions in North America*, http://www.apachecorp.com/explore/Browse_Archives/View_Article.aspx?Article.ItemID=1130 (consulté le 8 janvier 2011).
- 152 AIE, *World Energy Outlook 2009*, p. 403.
- 153 La Ville de Toronto (population de 2,5 millions) consomme environ un milliard de litres par jour. Se reporter à Ville de Toronto, *Water production reports*, <http://www.toronto.ca/water/consumption/report.htm>.
- 154 Forum économique mondial, *Thirsty Energy: Water and Energy in the 21st Century*, Genève, Suisse, 2008, p. 18. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.weforum.org/reports/thirsty-energy-water-and-energy-21st-century>.
- 155 Pennsylvania Department of Environmental Protection, *2010 Permit & Rig Activity Report*, <http://www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/RIG10.htm> (consulté le 8 janvier 2011).
- 156 Ubinger et coll., p. 27.
- 157 BC Oil and Gas Commission, *Water Use Suspension Directive 2010-05*, Victoria, C.-B., 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.bcogc.ca/document.aspx?documentID=858&type=.pdf>.
- 158 David Manz, « Economic Treatment of Frac Flow-Back Water to Recyclable Condition Using Physical Chemical Processes » (présenté au forum annuel de 2010 du Groundwater Protection Council). Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.gwpc.org/meetings/forum/2010/proceedings/20Manz_David.pdf.
- 159 Devon Energy, *Water recycling in North Texas: 400 million gallons and counting*, <http://www.devonenergy.com/CorpResp/initiatives/Pages/Initiatives-WaterRecycling.aspx> (consulté le 8 janvier 2011).
- 160 NYSDEC, p. 5-20. Se reporter aussi à AIE, *World Energy Outlook 2009*, p. 408.
- 161 NYSDEC, p. 5-10.
- 162 Yergin et coll., p. II-2.
- 163 NYSDEC, p. 6-137.
- 164 AIE, *World Energy Outlook 2009*, p. 405.
- 165 On compte habituellement huit puits par site de forage de gaz de schiste. Se reporter, par exemple, à NYSDEC, p. 5-20.
- 166 AIE, *World Energy Outlook 2009*, p. 409.
- 167 Se reporter à la Figure 4.
- 168 *Foundation for a Sustainable Northern Future*, Inuvik, Territoires du Nord-Ouest, Comité d'examen mixte du projet gazier Mackenzie, 2009, pp. 24–30. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.ngps.nt.ca/report.html>.
- 169 Ibid.
- 170 Dans notre exemple ci-dessus portant sur le gaz de schiste, 100 nouveaux sites de forage sont nécessaires tous les ans, ce qui représente 2 500 sites sur 25 ans, pour produire trois milliards de pieds cubes par jour. À plus petite échelle, cela se traduit par 500 sites de forage pour produire 0,6 milliard de pieds cubes par jour, en comparaison à six sites de forage pour produire la même quantité de gaz dans la vallée du Mackenzie.
- 171 Mark Zoback, Saya Kitasei et Brad Copithorne, *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development*, Washington, DC, World-watch Institute, 2010, pp. 8 et 9. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.worldwatch.org/files/pdf/Hydraulic%20Fracturing%20Paper.pdf>.
- 172 *Environmental Assessment (Mandatory and Exempted Activities) Regulation*, Annexe 2, Paragraphe (e). Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.qp.alberta.ca/documents/Regs/1993_111.pdf.
- 173 *Reviewable Projects Regulation*, Partie 4. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/13_370_2002#part4.
- 174 *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*, Article 2, Paragraphe p. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q_2/Q2R23.HTM.
- 175 *Oil and Gas Activities Act*, Section 2. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.bclaws.ca/EPLibraries/bclaws_new/document/ID/freeside/00_08036_01.

- 176 Se reporter au site http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/.
- 177 Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, « Composition du comité de l'Évaluation environnementale stratégique », communiqué de presse, 12 mai 2011. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.mddep.gouv.qc.ca/infuseur/communiqu.asp?no=1857>.
- 178 Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, *About the Review Board*, <http://www.reviewboard.ca/about/> (consulté le 29 janvier 2011).
- 179 Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, *Overview*, <http://www.cnsopb.ns.ca/environment.php> (consulté le 29 janvier 2011).
- 180 Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, *Project-Based Environmental Assessments*, http://www.cnlopb.nl.ca/env_project.shtml (consulté le 29 janvier 2011).
- 181 Ressources naturelles Canada, *Réglementations minières*, <http://www.nrcan.gc.ca/mms-smm/poli-poli/leg-loi/min-min-fra.htm> (consulté le 8 janvier 2011).
- 182 Pour un aperçu de la situation en Alberta, se reporter à Mary Griffiths, Chris Severson-Baker et Tom Marr-Laing, *When the Oilpatch Comes to Your Backyard*, Drayton Valley, Alberta, Institut Pembina, 2004, Chapitre 9.
- 183 Pour un aperçu de la situation au Québec, se reporter à Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, document DM178.2, pp. 219–224. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/liste_doc-DT-DQ-DM.htm#DM. Le gouvernement provincial propose maintenant des modifications à la *Loi sur les mines* qui changeraient cette situation – se reporter à ministère des Ressources naturelles et de la Faune, « Modernisation de la *Loi sur les mines* – Pour un secteur minéral sous le signe de l'acceptabilité sociale et du développement durable – Serge Simard », communiqué de presse, 12 mai 2011. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/presse/communiqués-detail.jsp?id=8987>.
- 184 L'étude du MIT comporte un scénario de réduction des GES fondé non pas sur un prix du carbone, mais sur des mandats réglementés. Ce scénario n'est pas inclus dans notre examen.
- 185 Par rapport aux températures de l'ère préindustrielle.
- 186 *Outcome of the work of the Ad Hoc Working Group on long-term Cooperative Action under the Convention*, entente convenue à la Conférence de Cancun sur le climat, au Mexique, en décembre 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse : http://unfccc.int/files/meetings/cop_16/application/pdf/cop16_lca.pdf.
- 187 AIE, *World Energy Outlook 2010*, pp. 192–194 et 74.
- 188 Ibid., p. 193.
- 189 Se reporter également à US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2011*, p. 80.
- 190 Dan Healing, « Export facility will provide access to new shale gas market », *Calgary Herald*, 18 février 2011, <http://www.calgaryherald.com/business/Kitimat+project+gains+momentum/4307078/story.html> (consulté le 30 mai 2011).
- 191 AIE, *World Energy Outlook 2010*, pp. 695–700, 74.
- 192 Ibid., p. 386.
- 193 Et dans les autres pays de l'OCDE, dont le Mexique.
- 194 AIE, *World Energy Outlook 2010*, p. 398.
- 195 Les données utilisées pour créer la figure sont tirées de AIE, *World Energy Outlook 2010*, pp. 618 et 619.
- 196 Les données utilisées pour créer la figure sont tirées de AIE, *World Energy Outlook 2010*, pp. 626 et 627.
- 197 Se reporter au site <http://web.mit.edu/mitei/>.
- 198 *The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study – Interim Report*.
- 199 Ibid., pp. 21–36.
- 200 Déclaration des dirigeants du G8, *Responsible Leadership for a Sustainable Future*, 8 juillet 2009, Paragraphe 65.
- 201 Stephen Brown, Steven Gabriel et Ruud Egging, *Abundant Shale Gas Resources: Some Implications for Energy Policy*, Washington, DC, Resources for the Future, 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.rff.org/publications/pages/publicationdetails.aspx?publicationid=21098>.
- 202 L'étude a également examiné un cinquième scénario, où la production d'électricité nucléaire et renouvelable est limitée.
- 203 Bramley, Sadik et Marshall.

- 204 Les données utilisées pour créer la figure ont été communiquées par courriel par Michael Wolinetz, M.K. Jaccard and Associates, le 13 octobre 2010. Ces données sont issues du scénario « Le Canada va plus loin ».
- 205 *Updated Economic Analysis of the WCI Regional Cap-and-Trade Program*, WCI, 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.westernclimateinitiative.org/component/Repository/Economic-Modeling-Team-Documents/Updated-Economic-Analysis-of-the-WCI-Regional-Cap-and-Trade-Program/>.
- 206 Se reporter au site <http://enviroeconomics.ca>.
- 207 *Voies parallèles : Choix de politiques climatiques pour le Canada et les États-Unis*, Ottawa, Ontario, TRNEE, 2011. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.climateprosperity.ca/fra/etudes/canada-etats-unis/rapport/canada-etats-unis-rapport-fra.pdf>.
- 208 À l'exclusion des émissions liées à l'affectation des terres, aux changements d'affectation des terres et à la foresterie (ATCATF).
- 209 C.-à-d. que la production actuelle de gaz de schiste est abandonnée progressivement, et qu'aucun nouveau développement ne se produit dans ce secteur.
- 210 Il convient de noter que le modèle incorpore déjà une gamme importante de coûts pour le CSC, selon l'application, dans le scénario du SQ.
- 211 *Plan d'action pour le déploiement de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport canadien*, Ottawa, Ontario, Ressources Naturelles Canada, 2010, p. 5. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://oee.nrcan.gc.ca/transports/carburants-remplacement/ressources/plan-action.cfm?attr=16>.
- 212 Un sommaire des études existantes se trouve dans Alan Krupnick, *Energy, Greenhouse Gas, and Economic Implications of Natural Gas Trucks*, Washington, DC, Resources for the Future, 2010, p. 15. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.rff.org/RFF/Documents/RFF-BCK-Krupnick-NaturalGasTrucks.pdf>.
- 213 *Plan d'action pour le déploiement de l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport canadien*, pp. 22 et 23.
- 214 Ibid., pp. 25 et 45.
- 215 Yergin et coll., Chapitre V.
- 216 AIE, *World Energy Outlook 2010*, p. 431.
- 217 Par exemple, l'étude suivante a déterminé que le réseau électrique actuel de l'Ontario pourrait intégrer jusqu'à 10 000 MW d'énergie éolienne, l'équivalent de 13 pour cent de sa production, sans mises à niveau majeures du système : GE Energy, *Ontario Wind Integration Study* (rapport final présenté à l'Ontario Power Authority, l'Independent Electricity System Operator et l'Association canadienne d'énergie éolienne), Schenectady, NY, 2006, pp. 1.1 et 1.2.
- 218 Se reporter, par exemple, à *Smart Grids Roadmap*, Paris, France, AIE, 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.iea.org/Papers/2010/SmartGrids_Roadmap_Foldout.pdf.
- 219 Roger Peters et Lynda O'Malley, *Storing Renewable Power*, Drayton Valley, Alberta, Institut Pembina, 2008, pp. 21–24. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/1651>.
- 220 *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*, Paris, France, AIE, 2010, pp. 11–15. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf.
- 221 AIE, *World Energy Outlook 2010*, chapitre 10.
- 222 Ibid., pp. 632 et 633.
- 223 Ibid., pp. 630 et 631.
- 224 Roger Harrabin, « Harrabin's Notes: Mission impossible? », *BBC News*, 19 janvier 2011, <http://www.bbc.co.uk/news/science-environment-12224948> (consulté le 11 février 2011).
- 225 AIE, *World Energy Outlook 2010*, pp. 632 et 633.
- 226 Consultez, par exemple, James Hansen et coll., « Target atmospheric CO₂: Where should humanity aim? », *Open Atmos. Sci. J.* 2, 2008, pp. 217–231. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://pubs.giss.nasa.gov/docs/2008/2008_Hansen_et_al.pdf.
- 227 Se reporter à Bill Hare et coll., « Which emission pathways are consistent with a 2°C or 1.5°C temperature limit? », dans Michel den Elzen et coll., *Rapport sur l'écart entre les besoins et les perspectives en matière de réduction d'émissions : Les engagements pris dans le cadre de l'Accord de Copenhague sont-ils suffisants pour limiter le réchauffement de la planète à 2 °C ou 1,5 °C?*, Nairobi, Kenya, Programme des Nations Unies pour l'environnement, 2010, pp. 23–30. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.unep.org/publications/ebooks/emissionsgapreport/>.

- 228 Sujata Gupta et coll., « Policies, Instruments and Co-operative Arrangements », dans Bert Metz et coll., éditeurs, *Climate Change 2007: Mitigation – Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge, UK, Cambridge University Press, 2007, p. 776. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-chapter13.pdf>. L'analyse du GIEC s'appliquait à la stabilisation de la concentration atmosphérique des GES à 450 parties par million d'équivalents CO₂. Cela correspond à une chance d'environ 50 pour cent de limiter le réchauffement climatique mondial moyen à 2 °C par rapport au niveau préindustriel. Se reporter à Bill Hare et Malte Meinshausen, « How Much Warming Are We Committed to and How Much Can Be Avoided? », *Climatic Change* 75, no 1–2, 2006, p. 111.
- 229 L'Institut Pembina et la Fondation David Suzuki ont défini ce qui, selon nous, formerait un ensemble de politiques climatiques bien conçues pour le Canada (Bramley, Sadik et Marshall). Les politiques retenues dans cette recommandation sont celles qui se rapportent le plus au gaz naturel.
- 230 Mark Jaccard et Brad Griffin, *Shale Gas and Climate Targets: Can They Be Reconciled?*, Victoria, C.-B., Pacific Institute for Climate Solutions, 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pics.uvic.ca/assets/pdf/publications/Shale%20Gas%20and%20Climate%20Targets.pdf>.
- 231 *Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage*, Paris, France, AIE, 2009, p. 22. Le document se trouve en ligne à l'adresse http://www.iea.org/papers/2009/CCS_Roadmap.pdf.
- 232 Se reporter à <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/CCSP%20letter%20on%20energy%20&%20environment.pdf>.
- 233 Brisson et coll., p. II.
- 234 Se reporter à Steve Kennett et Richard Schneider, *Alberta by Design: A Blueprint for an Effective Land-Use Framework*, Drayton Valley et Edmonton, Alberta, Institut Pembina et Société pour la nature et les parcs du Canada, 2008, p. vi. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/1590>.
- 235 Amy Taylor et Marlo Reynolds, *Thinking Like an Owner*, Drayton Valley, Alberta, Institut Pembina, 2006, pp. 5–7. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/1339>.
- 236 Pour un argumentaire approfondi sur l'utilisation d'un système fiscal neutre à titre de scénario de référence pour les subventions, se reporter à Amy Taylor, Matthew Bramley et Mark Winfield, *Government Spending on Canada's Oil and Gas Industry: Undermining Canada's Kyoto Commitment*, Drayton Valley, Alberta, Institut Pembina, 2005. Consulté à l'adresse <http://www.pembina.org/pub/181>.
- 237 Institut Pembina, « Leaked G20 documents: Canada won't cut extra subsidies for fossil fuels », article de blogue, 29 juin 2010. Le document se trouve en ligne à l'adresse <http://www.pembina.org/blog/345>.

Nos systèmes énergétiques doivent changer si nous voulons combattre le changement climatique. Plusieurs se demandent si le gaz naturel peut jouer un rôle de combustible « de transition » qui permettrait des réductions à court terme des émissions de gaz à effet de serre responsables du changement climatique. Le présent rapport a pour objet d'examiner le rôle des gouvernements fédéral et provinciaux du Canada en ce qui concerne l'orientation à donner à la production et à l'utilisation futures du gaz naturel compte tenu des impacts environnementaux, climatiques et autres. Le rapport avance une série de recommandations.

La **Fondation David Suzuki** s'engage à protéger la diversité de la nature et notre qualité de vie, aujourd'hui et dans le futur.

L'**Institut Pembina** propose des solutions innovatrices et durables dans le domaine de l'énergie par le biais de la recherche, de l'éducation, de l'expertise-conseil et des interventions publiques.



Fondation
David
Suzuki

LES SOLUTIONS SONT DANS NOTRE NATURE

2211, 4e Avenue Ouest, bureau 219
Vancouver (Colombie-Britannique)
V6K 4S2 Canada
www.davidsuzuki.org
Téléphone : 604-732-4228
Télécopieur : 604-732-0752



Solutions énergétiques écologiques

Case postale 7558
Drayton Valley (Alberta)
T7A 1S7 Canada
www.pembina.org
Téléphone : 780-542-6272
Télécopieur : 780-542-6464

Conception : Arifin Graham, Alaris Design
Photos : iStock



Imprimé sur du papier recyclé fabriqué selon un procédé exempt de chlore