

Analyse avantages-coûts de la pertinence socio-économique de l'exploitation du gaz de schiste au Québec

N° réf. : 999105849



Consortium
GENIVAR | Groupe AGÉCO | Jean-Tomas Bernard

ANALYSE AVANTAGES-COÛTS DE LA PERTINENCE SOCIO-ÉCONOMIQUE DE
L'EXPLOITATION DU GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC

RAPPORT FINAL

Présenté au

Bureau de coordination des évaluations environnementales stratégiques

Par

GENIVAR Inc.
Groupe AGÉCO
Jean-Thomas Bernard

DÉCEMBRE 2013
131-18572-00

ÉQUIPE DE RÉALISATION

GENIVAR inc. – Groupe AGÉCO – Jean-Thomas Bernard

Chargé de projet	:	Jean-Thomas Bernard, économiste, Ph.D.
Chargé de projet adjoint	:	Christian Couette, géographe, M.B.A. GENIVAR inc.
Aviser senior – Environnement	:	Mario Heppell, biologiste, M.ADTR GENIVAR inc.
Aviser senior – Valeurs écosystémiques	:	Jean-Pierre Revéret, économiste, Ph.D. Groupe AGÉCO
Aviser senior – Analyse financière	:	Marc-André Goyette, économiste, M.A. GENIVAR inc.
Analystes	:	Cyril Michaud, économiste Groupe AGÉCO
		Jean-David Beaulieu, M.A. Analyste de politiques GENIVAR inc.
		Charles-Éric Bernier, M.ATDR Aménagiste GENIVAR inc.
Édition	:	Cathia Gamache GENIVAR inc.

Référence à citer :

GENIVAR | Groupe AGÉCO | Jean-Thomas Bernard. 2013. *Analyse avantages-coûts – Gaz de schiste, rapport d'avancement*. Rapport remis Bureau de coordination des évaluations environnementales stratégiques, 71 p.

TABLE DES MATIÈRES

	<i>Page</i>
Équipe de réalisation	i
Table des matières	iii
Liste des tableaux.....	vii
Liste des figures.....	ix
INTRODUCTION ET CONTEXTE DU MANDAT.....	1
1. PROFIL SOCIO-ÉCONOMIQUE	3
1.1 Scénario de développement 3 – Petite échelle	3
1.1.1 Population et perspectives démographiques	3
1.1.2 Activités économiques.....	5
1.1.3 Occupation du territoire	7
1.2 Scénario de développement 4 – Moyenne échelle.....	7
1.2.1 Population et perspectives démographiques	7
1.2.2 Activités économiques.....	8
1.2.3 Occupation du territoire	10
1.3 Scénario de développement 5 – Grande échelle	10
1.3.1 Population et perspectives démographiques	11
1.3.2 Activités économiques.....	11
1.3.3 Occupation du territoire	14
2. REVUE DE LA LITTÉRATURE	17
2.1 Revue des études de retombées économiques liées à l'exploitation du gaz de schiste au Québec.....	17
2.2 Revue des principaux facteurs à considérer dans une AAC	20
2.3 Revue de l'analyse des externalités.....	21
3. PRÉSENTATION DES SCÉNARIOS ET DES HYPOTHÈSES RETENUES	23
3.1 Présentation des hypothèses et des variables.....	23
3.1.2 Variables exogènes.....	23
3.1.3 Les variables endogènes	27
3.2 Présentation des scénarios retenus - Développement à petite échelle par rapport à celui à grande échelle	30
3.2.1 Scénario de référence : aucun développement.....	30

3.2.2	Scénario 3 : Développement à petite échelle.....	31
3.2.3	Scénario 5 : Développement à grande échelle	31
4.	PRÉSENTATION DES PARAMÈTRES RETENUS POUR L'ANALYSE AVANTAGES-COÛTS.....	33
•	COÛT SOCIAL DU CARBONE (US EPA 2013) SOIT 48 \$ PAR TONNE DE CO ₂	33
•	QUALITÉ DE L'AIR (LITOVITZ ET AL., 2013)	33
•	DIMINUTION D'AMÉNITÉS ENVIRONNEMENTALES, BIENS ET SERVICES ÉCOSYSTÉMIQUES LIÉS À LA DESTRUCTION DE CERTAINS MILIEUX NATURELS (OURANOS, 2013).....	33
•	NUISANCES POUR LES RÉSIDENTS (ODEUR, BRUIT, POUSSIÈRE, VIBRATION, PERTE D'ACCÈS, TRAFIC, ETC.).....	33
4.1	Les avantages.....	34
4.1.1	Redevances d'exploitation	34
4.1.2	Redevances pour l'utilisation de l'eau.....	34
4.1.3	Profits des entreprises québécoises	35
4.1.4	L'impôt provincial et fédéral	35
4.1.5	La hausse des salaires	35
4.2	Les coûts.....	36
4.2.1	Nuisances pour les résidents.....	36
4.2.2	Réglementation.....	36
4.2.3	Externalités	37
4.3	Valeur privée et valeur sociale de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.....	49
5.	PRÉSENTATION DES RÉSULTATS.....	51
5.1	Limites et contraintes de l'analyse avantages-coûts.....	51
5.2	Présentation des résultats pour les scénarios de référence (scénarios 3 et 5)	53
5.3	Analyse de sensibilité des résultats	55
5.3.1	Analyse de scénarios extrêmes	55
5.3.2	Analyse sur les prix (scénarios 3 et 5)	58
5.3.3	Analyse sur le coût sociétal du carbone (scénarios 3 et 5).....	59
5.3.4	Analyse sur l'estimation des émissions fugitives (scénarios 3 et 5).....	60

5.3.5	Analyse sur la provenance des capitaux (scénarios 3 et 5)	60
5.3.6	Analyse selon le taux social d'escompte social.....	62
5.3.7	Synthèse des résultats de l'analyse de sensibilité	63
6.	CONCLUSION.....	65
7.	RÉFÉRENCES	67

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Données démographiques – Scénario 3..... 5
Tableau 1.2	Activités économiques – Scénario 3..... 6
Tableau 1.3	Occupation du territoire - Scénario 3..... 7
Tableau 1.4	Données démographiques – Scénario 4..... 8
Tableau 1.5	Activités économiques – Scénario 4..... 9
Tableau 1.6	Occupation du territoire - Scénario 4..... 10
Tableau 1.7	Données démographiques – Scénario 5..... 12
Tableau 1.8	Activités économiques – Scénario 5..... 13
Tableau 1.9	Occupation du territoire - Scénario 5..... 15
Tableau 2.1	Retombées économique de l'exploitation des gaz de schiste selon deux scénarios de production..... 18
Tableau 2.2	Retombées économiques selon le scénario de base pour les phases d'exploration et d'exploitations (en millions de dollars ou en année-personne)..... 18
Tableau 2.3	Retombées économiques selon le scénario élevé pour les phases d'exploration et d'exploitations (en millions de dollars ou en année-personne)..... 19
Tableau 2.4	Retombées économiques découlant de l'exploitation des gaz de schiste (à maturité)..... 19
Tableau 2.5	Évaluation des revenus pour le gouvernement (en millions de dollars)..... 20
Tableau 2.6	Nombre d'emplois par année selon le nombre de puits..... 20
Tableau 2.7	Les avantages et les coûts à considérer dans une ACB 21
Tableau 3.1	Caractéristiques du projet type 24
Tableau 3.2	Les ressources techniquement récupérables du shale d'Utica (en Tpi ³).... 26
Tableau 3.3	Prévisions des prix du gaz (\$ 2012/kpi ³) pour 2012 à 2040..... 28
Tableau 3.4	Caractéristiques du scénario 3 31
Tableau 3.5	Caractéristiques du scénario 5 31
Tableau 4.1	Principaux paramètres retenus pour l'AAC..... 33
Tableau 4.2	Tableau synthèse sur la monétisation des externalités 39
Tableau 4.3	Paramètres retenus pour les émissions de GES, en milliers de tonnes de CO ₂ équivalents 46

Tableau 4.4	Estimation du niveau maximal des émissions de GES, en millions de tonnes de CO ₂ équivalents.....	47
Tableau 5.1	Synthèse des données exogènes selon différents livrables du plan de travail du Comité ÉES.....	52
Tableau 5.2	Principaux résultats - scénario 3.....	54
Tableau 5.3	Principaux résultats désagrégés pour la valeur sociale - scénario 3.....	54
Tableau 5.4	Principaux résultats - scénario 5.....	54
Tableau 5.5	Principaux résultats désagrégés pour la valeur sociale - scénario 5.....	55
Tableau 5.6	Variables utilisées pour le meilleur et le pire scénario.....	55
Tableau 5.7	Principaux résultats du meilleur scénario.....	56
Tableau 5.8	Principaux résultats désagrégés du meilleur scénario - scénario 3.....	56
Tableau 5.9	Principaux résultats désagrégés du meilleur scénario - scénario 5.....	57
Tableau 5.10	Principaux résultats désagrégés du pire scénario - scénario 3.....	57
Tableau 5.11	Principaux résultats désagrégés du pire scénario, scénario 5.....	58
Tableau 5.12	Analyse de sensibilité - Prix, scénario 3.....	58
Tableau 5.13	Analyse de sensibilité - Prix, scénario 5.....	59
Tableau 5.14	Analyse de sensibilité - Coût sociétal du carbone, scénario 3.....	59
Tableau 5.15	Analyse de sensibilité - Coût sociétal du carbone, scénario 5.....	59
Tableau 5.16	Analyse de sensibilité - Émissions fugitives, scénario 3.....	60
Tableau 5.17	Analyse de sensibilité - Émissions fugitives, scénario 5.....	60
Tableau 5.18	Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux (extérieurs), scénario 3.....	61
Tableau 5.19	Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux (extérieurs), scénario 5.....	61
Tableau 5.20	Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux (local), scénario 3.....	62
Tableau 5.21	Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux (local), scénario 5.....	62
Tableau 5.22	Analyse de sensibilité selon le taux social d'escompte, scénario 3.....	63
Tableau 5.23	Analyse de sensibilité selon le taux social d'escompte, scénario 5.....	63
Tableau 5.24	Synthèse des résultats de l'analyse de sensibilité.....	64

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1	Schéma de l'analyse de la pertinence socio-économique de l'exploitation des gaz de schiste au Québec..... 2
Figure 2	Limites administratives et scénarios de développement..... 4
Figure 3	Puits et corridors d'exploration – Schistes gazéifères au Québec 25

INTRODUCTION ET CONTEXTE DU MANDAT

La présente analyse avantages-coûts (AAC) a pour objectif de documenter la pertinence socio-économique de l'exploitation du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent. Elle s'inscrit dans le cadre des travaux menés par le Comité d'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste (CÉES).

Du point de vue théorique, l'AAC peut être envisagée sous de multiples angles, que ce soit sous l'angle de l'intérêt des consommateurs d'énergie, des éventuels promoteurs de projet, ou encore sous l'angle des dépenses et revenus pour le gouvernement. En regard des enjeux soulevés par l'évaluation environnementale stratégique (ÉES), l'analyse ici présentée est beaucoup plus large et vise plutôt à évaluer **les avantages et coûts économiques, environnementaux et sociaux pour l'ensemble de la société québécoise**. Ces enjeux sont effectivement au cœur de la réflexion concernant l'acceptabilité sociale du projet et, dans ce sens, l'AAC peut constituer un outil important d'aide à la décision.

Pour permettre cette analyse de la pertinence socio-économique de l'exploitation du gaz de schiste au Québec, différentes études complémentaires ont été menées dans le cadre de l'ÉES de manière à documenter différents aspects à considérer, l'ACC étant au cœur du processus (voir figure 1).

Le présent rapport a été subdivisé en cinq sections. Dans un premier temps, le chapitre 1 présente un bref profil socio-économique des territoires concernés par les différents scénarios de développement prévus. Ce profil permet notamment de mettre en contexte les perspectives démographiques, les principaux indicateurs économiques et leur évolution respective, ainsi que l'occupation du territoire des municipalités régionales de comté (MRC) potentiellement concernées par l'exploitation des gaz de schiste. Par la suite, le chapitre 2 dresse une revue de littérature des études pertinentes portant sur l'AAC des gaz de schiste, ainsi que sur les retombées économiques liées à l'exploitation des gaz de schiste. Le chapitre 3 présente, pour sa part, les hypothèses développées à l'égard des différents scénarios d'exploitation, tandis que le chapitre 4 décrit les différents paramètres retenus pour l'AAC et les méthodes élaborées pour tenir compte de ces paramètres. Enfin, le cinquième et dernier chapitre présente les résultats de l'AAC ainsi que les différentes analyses de sensibilité conduites.

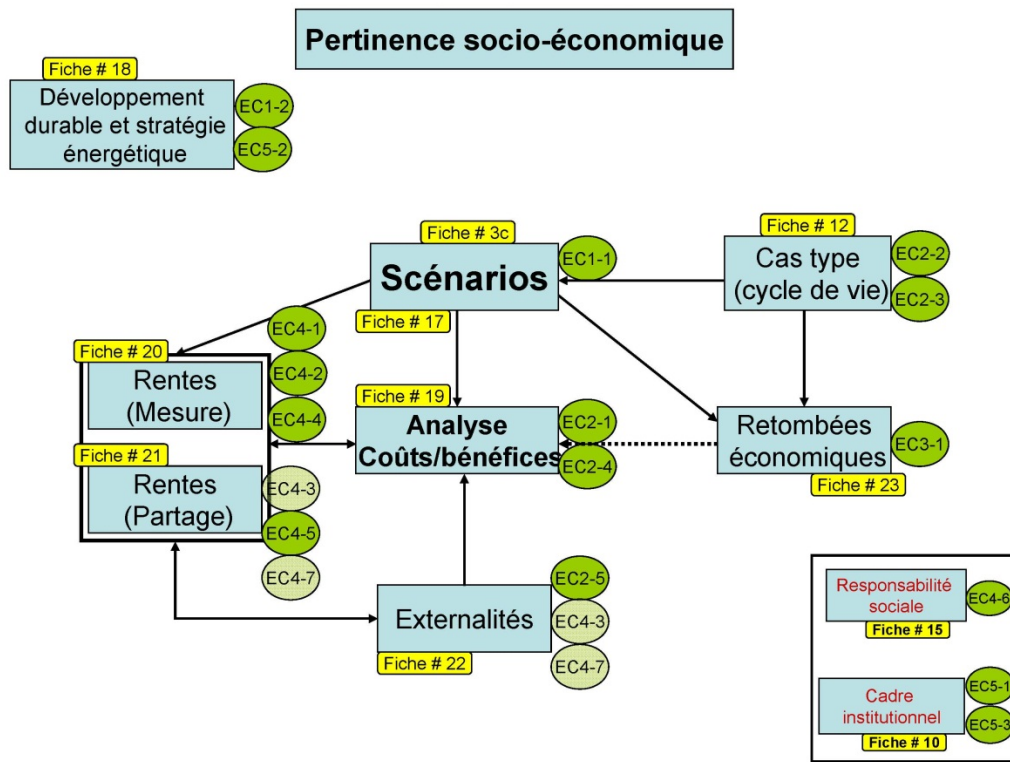


Figure 1 Schéma de l'analyse de la pertinence socio-économique de l'exploitation des gaz de schiste au Québec

1. PROFIL SOCIO-ÉCONOMIQUE

Ce chapitre présente un bref profil socioéconomique des territoires concernés par les scénarios¹ de développement à l'étude concernant l'exploitation du gaz de schiste. Le profil a été élaboré en considérant toutes les limites administratives touchées par les trois scénarios de développement projetés, présentés à la figure 2 de cette section. Pour chaque scénario, les éléments suivants ont été analysés : la population et les perspectives démographiques, les activités économiques et l'occupation du territoire.

Il faut souligner que, pour chacun des scénarios, l'analyse des composantes a été réalisée pour les MRC dont le territoire est majoritairement inclus dans la zone ciblée. Ainsi, les données de plusieurs MRC limitrophes aux territoires visés sont présentées dans les différents tableaux du profil, sans toutefois faire l'objet d'une description détaillée dans le texte.

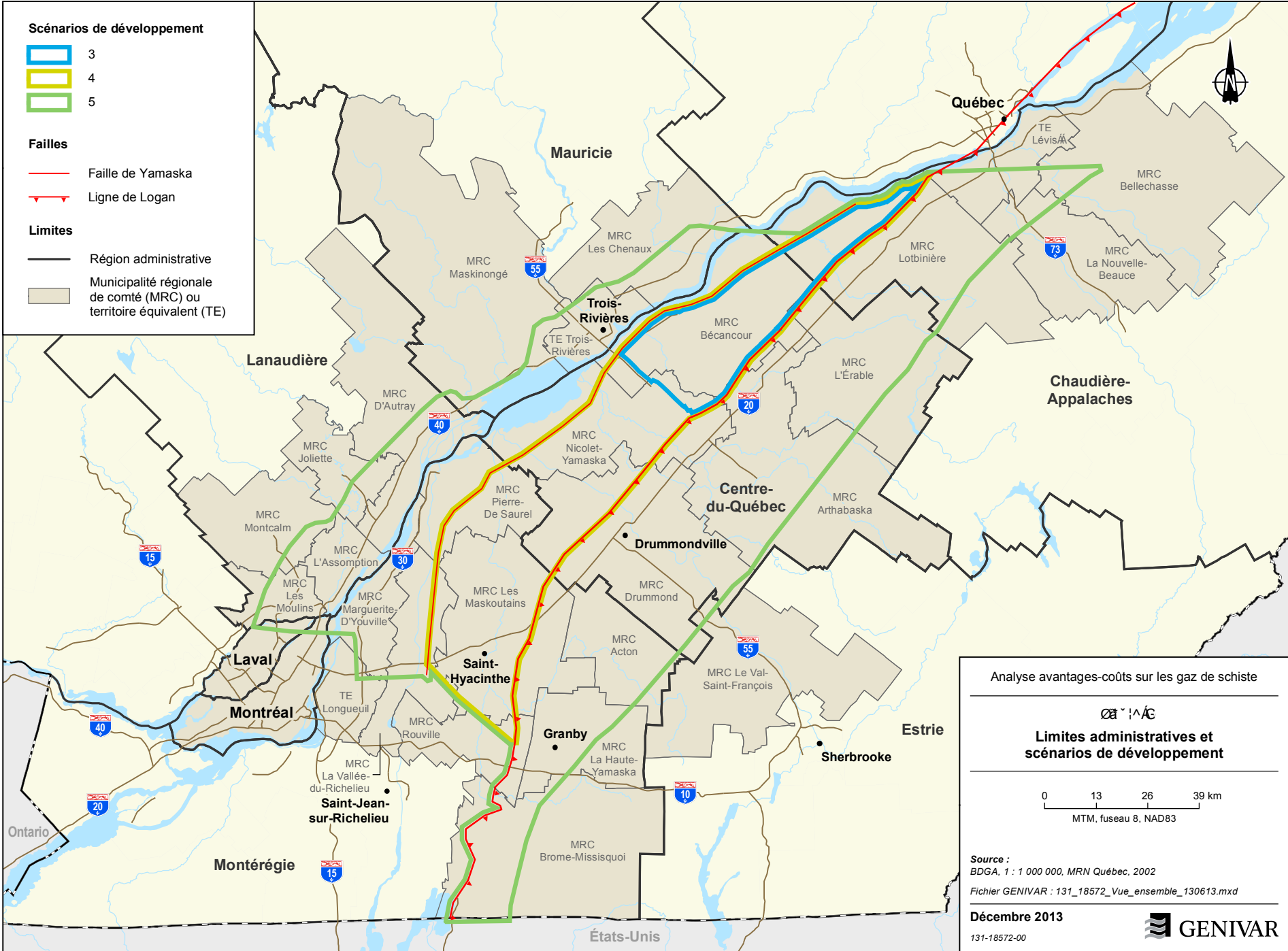
1.1 Scénario de développement 3 – Petite échelle

La zone correspondant au scénario de développement 3 (développement à petite échelle) couvre une superficie de 1 258 km² au sud du fleuve Saint-Laurent, entre la faille Yamaska et la ligne de Logan (figure 2). Elle s'étend sur les régions administratives du Centre-du-Québec et de Chaudière-Appalaches et touche principalement deux MRC, soit Bécancour et Lotbinière. Dans une moindre mesure, cette zone touche aussi aux MRC de L'Érable, Arthabaska et Nicolet-Yamaska.

1.1.1 Population et perspectives démographiques

Les données de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) indiquent que la population de ce territoire atteignait plus de 165 000 habitants en 2013, en hausse de 3,3 % par rapport à 2006. La population des MRC de Bécancour et Lotbinière a respectivement crû de 4,3 % et de 7,1 % depuis 2006, alors que la population québécoise augmentait de 5,5 %. D'ici 2031, les perspectives démographiques montrent que la population des MRC de Bécancour et Lotbinière devrait croître à un rythme soutenu, soit 8,1 % pour Bécancour et 15,7 % pour Lotbinière. En comparaison, les projections québécoises sont estimées à 11,6 % pour cette même période (tableau 1.1).

1 Les données de production et les hypothèses inhérentes à chacun des scénarios sont présentées au chapitre 4.



Scénarios de développement

- 3
- 4
- 5

Failles

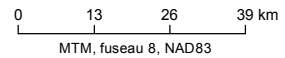
- Faille de Yamaska
- Ligne de Logan

Limites

- Région administrative
- Municipalité régionale de comté (MRC) ou territoire équivalent (TE)

Analyse avantages-coûts sur les gaz de schiste


Limites administratives et scénarios de développement



Source :
 BDGA, 1 : 1 000 000, MRN Québec, 2002
 Fichier GENIVAR : 131_18572_Vue_ensemble_130613.mxd

Tableau 1.1 Données démographiques – Scénario 3

Région et MRC touchées	Population (2012)		Densité (hab./km ²)	Population en 2006	Variation population 2006-2011 (%)	Projections démographiques 2031 (%)
	N ^{bre}	% de la région				
<i>Centre-du-Québec</i>	235 005	S. O.	34,0	225 929	4,0	12,6
Bécancour	19 710	8,4	17,2	18 906	4,3	8,1
Nicolet-Yamaska	22 692	9,7	22,6	23 110	-1,8	-0,4
L'Érable	22 893	9,7	17,8	23 255	-1,6	-6,4
Arthabaska	70 120	29,8	37,2	66 777	5,0	12,8
<i>Chaudière-Appalaches</i>	408 188	S. O.	27,1	396 948	2,8	8,9
Lotbinière	29 587	7,2	17,8	27 633	7,1	15,7
<i>Ensemble du Québec</i>	8 054 756	S. O.	6,1	7 631 552	5,5	11,6
Ensemble des MRC	165 002	S. O.	N. D.	159 681	3,3	N. D.

Sources : Compilation GENIVAR, 2013.

Institut de la Statistique du Québec (ISQ), 2013. Profils des régions et des MRC. En ligne. Consulté le 11 juin 2013.

[http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm]

1.1.2 Activités économiques

La répartition des emplois par secteur d'activité montre que le secteur primaire occupe une place relativement importante, soit 9,3 % du nombre total d'emplois (Statistique Canada, 2013). En comparaison, la proportion attribuable à ce secteur pour l'ensemble du Québec est de seulement 2,3 %, soit environ quatre fois moins. Dans le même sens, la part des emplois reliés au secteur secondaire est beaucoup plus importante que la moyenne québécoise, stimulé notamment par le secteur de la construction. En contrepartie, le secteur tertiaire a considérablement reculé depuis quelques années. Les emplois associés au secteur des services sont donc moins présents sur le territoire que pour le reste du Québec.

Par ailleurs, l'analyse des indicateurs de l'emploi montre que le marché du travail est en bonne santé. En effet, les taux de chômage régionaux sont relativement faibles comparativement à la moyenne québécoise (7,8 %), notamment dans les MRC de Lotbinière (3,8 %) et de Bécancour (5,2 %). Les taux d'activité et d'emploi sont, pour leur part, relativement comparables à ceux observés dans le reste du Québec.

Tableau 1.2 Activités économiques – Scénario 3

Région et MRC touchées	Taux (%) d'emploi (2012*)			Revenu disponible des ménages par hab. en 2011 (\$)	Répartition des emplois par secteur (2012)**								PIB au prix de base (M\$ en 2011)
	Chômage	Activité	Emploi		Primaire		Secondaire		Tertiaire		Total		
					N ^{bre}	%	N ^{bre}	%	N ^{bre}	%	N ^{bre}		
<i>Centre-du-Québec</i>	7,3	63,6	58,9	23 219	9 000	8,5	25 580	24,2	70 920	67,2	105 500	8 316,0	
Bécancour	5,2	60,5	57,3	24 918	890	8,9	2 675	26,9	6 380	64,2	9 945	N. D.	
Nicolet-Yamaska	7,3	58,4	63,0	22 996	1 625	13,9	1 805	15,4	8 285	70,7	11 715	N. D.	
L'Érable	6,9	65,5	61,0	21 631	1 405	11,3	3 000	24,2	7 990	64,5	12 395	N. D.	
Arthabaska	5,6	65,3	61,7	23 401	2 560	7,0	10 205	27,9	23 780	65,1	36 545	N. D.	
<i>Chaudière-Appalaches</i>	5,9	67,5	63,5	24 444	9 600	4,5	59 200	27,7	144 800	67,8	213 600	13 376,7	
Lotbinière	3,8	69,7	67,0	24 012	1 640	9,9	5 385	32,4	9 605	57,8	16 630	N. D.	
<i>Ensemble du Québec</i>	7,8	65,4	60,3	25 646	92 000	2,3	767 700	19,3	3 124 700	78,4	3 984 400	314 004,0	
Ensemble des MRC	N. D.	N. D.	N. D.	N. D.	8 120	9,3	23 070	26,4	56 040	64,2	87 230	N. D.	

Sources : Compilation GENIVAR, 2013.

Institut de la Statistique du Québec (ISQ), 2013. Profils des régions et des MRC. En ligne. Consulté le 11 juin 2013.

[http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm]

Statistique Canada, 2013. Profil de l'enquête nationale auprès des ménages (ENM), Enquête nationale auprès des ménages de 2011, catalogue de Statistique Canada. Ottawa. Diffusé le 26 juin 2013.

* Pour les régions administratives et l'ensemble du Québec, les données portant sur l'emploi sont celles de juin 2013 (désaisonnalisés en moyennes mobiles de trois mois).

** La répartition des emplois par secteur pour l'ensemble des MRC correspond uniquement à la population active âgée de 15 ans et plus, alors que les données relatives aux régions administratives et à l'ensemble du Québec correspondent plutôt au nombre total d'emploi par industrie. La somme des emplois pour chacune des MRC ne correspond donc pas au nombre total d'emplois par région (notamment pour le Centre-du-Québec).

1.1.3 Occupation du territoire

Selon les données de la Commission de protection du territoire agricole (CPTAQ, 2012), la majeure partie de la superficie actuelle des MRC touchées par le scénario 3 est située en zone agricole. En ce sens, l'ensemble de ce territoire est donc régi par la Loi sur la protection du territoire et des activités agricole (LPTAA), laquelle interdit tout type de développement sur le territoire, autre qu'agricole. Précisément, le pourcentage du territoire situé en zone agricole varie entre 92 % et 98 %, alors que la moyenne est de 30 % pour l'ensemble du Québec.

Tableau 1.3 Occupation du territoire - Scénario 3

Région et MRC touchées	Superficie totale des MRC (ha)	Superficie de la zone agricole (ha)	% du territoire des MRC en zone agricole	Nombre d'exploitations agricoles	Superficies occupées par les exploitations agricoles (ha)	% de la zone agricole occupée par les exploitations agricoles
<i>Centre-du-Québec</i>	692 125	645 473	93	3 302	400 005	62
Bécancour	114 247	108 570	95	424	58 496	54
Nicolet-Yamaska	99 938	97 480	98	552	72 587	74
L'Érable	128 738	123 678	96	657	74 544	60
Arthabaska	188 652	172 727	92	909	105 766	61
<i>Chaudière-Appalaches</i>	1 507 362	1 001 517	66	5 495	520 013	52
Lotbinière	166 404	163 503	98	797	84 766	52
<i>Ensemble du Québec</i>	134 500 470	6 307 919	5	28 679	3 389 211	54
Ensemble des MRC	697 979	665 958	96	3 339	396 159	60

Sources : Compilation GENIVAR, CPTAQ, 2012.

Par ailleurs, les données obtenues auprès du ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation du Québec (MAPAQ) indiquent que plus de 3 000 entreprises agricoles se situent sur cette partie du territoire, soit environ 10 % de l'ensemble des exploitations enregistrées au Québec (CPTAQ, 2012). Cette statistique démontre la prépondérance des activités agricoles pour la région touchée et explique ainsi l'importance du secteur primaire dans l'économie.

1.2 Scénario de développement 4 – Moyenne échelle

La zone correspondant au scénario 4 (développement à moyenne échelle) occupe la totalité du corridor située entre la faille Yamaska et la ligne de Logan, soit une superficie d'environ 5 000 km². Outre les MRC incluses sur le territoire du scénario 3, les autres MRC touchées sont celles de Drummond, Pierre-De Saurel, Les Maskoutains, Rouville et La Vallée-du-Richelieu.

1.2.1 Population et perspectives démographiques

En 2013, la population pour l'ensemble des MRC concernées est de 550 457 habitants, soit un accroissement de 4,9 % par rapport à 2006. Depuis 2006,

la population des MRC et des régions administratives a donc crû un peu moins rapidement que la moyenne québécoise (5,5 %). Néanmoins, 7 MRC sur 10 ont vu leur population augmenter, alors que seulement 2 autres ont vu leur population décliner. De manière générale, les perspectives démographiques indiquent des projections favorables à l'horizon 2031, particulièrement pour les MRC situées dans la région de la Montérégie. Globalement, les prévisions démographiques devraient être nettement supérieures à celles affichées pour l'ensemble du Québec (11,6 %).

Tableau 1.4 Données démographiques – Scénario 4

Région et MRC touchées	Population (2012)		Densité (hab./km ²)	Population en 2006	Variation population 2006-2011 (%)	Projections démographiques 2031 (%)
	N ^{bre}	% de la région				
<i>Centre-du-Québec</i>	235 005		34,0	225 929	4,0	12,6
Bécancour	19 710	8,4	17,2	18 906	4,3	8,1
Nicolet-Yamaska	22 692	9,7	22,6	23 110	-1,8	-0,4
L'Érable	22 893	9,7	17,8	23 255	-1,6	-6,4
Arthabaska	70 120	29,8	37,2	66 777	5,0	12,8
Drummond	99 590	42,4	62,3	93 881	6,1	20,5
<i>Chaudière-Appalaches</i>	408 188		27,1	396 948	2,8	8,9
Lotbinière	29 587	7,2	17,8	27 633	7,1	15,7
<i>Montérégie</i>	1 470 252		132,3	1 383 020	6,3	21,5
Pierre-De Saurel	50 150	3,4	84,4	50 133	0,0	7,4
Les Maskoutains	84 046	5,7	64,5	81 362	3,3	15,4
Rouville	34 470	2,3	71,5	31 700	8,7	29,5
La Vallée-du-Richelieu	117 199	8,0	199,8	107 950	8,6	30,1
<i>Ensemble du Québec</i>	8 054 756	S. O.	6,1	7 631 552	5,5	11,6
Ensemble des MRC	550 457	S. O.	N. D.	524 707	4,9	N. D.

Sources : Compilation GENIVAR, 2013.

Institut de la Statistique du Québec (ISQ), 2013. Profils des régions et des MRC. En ligne. Consulté le 11 juin 2013. [http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm]

Par ailleurs, la densité d'occupation du sol dans les MRC de la Montérégie montre que cette partie du territoire est déjà fortement urbanisée. Cette situation contraste fortement avec la densité affichée dans les autres régions ou MRC analysées ainsi qu'avec celle observée pour l'ensemble du Québec.

1.2.2 Activités économiques

À l'instar du scénario 3, la répartition des emplois par secteur d'activités démontre que la proportion d'emplois dans le secteur primaire (5,6 %) occupe une place prépondérante dans l'économie régionale. D'ailleurs, il faut souligner que la Montérégie, avec les régions du Centre-du-Québec et Chaudière-Appalaches, est l'une des trois grandes régions productrices du Québec dans l'agriculture et l'élevage (ISQ, 2005). Le secteur secondaire fait également bonne figure au chapitre de la répartition des emplois, avec un poids équivalent à 25 % du nombre total d'emplois. Évidemment, le nombre d'emploi dans le secteur tertiaire est pour sa part moins important que dans l'ensemble du Québec.

Tableau 1.5 Activités économiques – Scénario 4

Région et MRC touchées	Taux (%) d'emploi (2012*)			Revenu disponible des ménages par hab. en 2011 (\$)	Répartition des emplois par secteur (2012)**						PIB au prix de base (M\$ en 2011)	
	Chômage	Activité	Emploi		Primaire		Secondaire		Tertiaire			Total
					N	%	N	%	N	%		N
<i>Centre-du-Québec</i>	7,3	63,6	58,9	23 219	9 000	8,5	25 580	24,2	70 920	67,2	105 500	8 316,0
Bécancour	5,2	60,5	57,3	24 918	890	8,9	2 675	26,9	6 380	64,2	9 945	N. D.
Nicolet-Yamaska	7,3	58,4	63,0	22 996	1 625	13,9	1 805	15,4	8 285	70,7	11 715	N. D.
L'Érable	6,9	65,5	61,0	21 631	1 405	11,3	3 000	24,2	7 990	64,5	12 395	N. D.
Arthabaska	5,6	65,3	61,7	23 401	2 560	7,0	10 205	27,9	23 780	65,1	36 545	N. D.
Drummond	7,4	63,8	59,1	23 177	2 815	5,6	14 150	27,9	33 715	66,5	50 680	N. D.
<i>Chaudière-Appalaches</i>	5,9	67,5	63,5	24 444	9 600	4,5	59 200	27,7	144 800	67,8	213 600	13 376,7
Lotbinière	3,8	69,7	67,0	24 012	1 640	9,9	5 385	32,4	9 605	57,8	16 630	N. D.
<i>Montérégie</i>	6,6	68,0	63,5	26 598	18 000	2,4	163 630	21,7	572 970	75,9	754 600	47 895,7
Pierre-De Saurel	5,8	55,4	52,2	24 108	885	3,7	6 575	27,3	16 625	69,0	24 085	N. D.
Les Maskoutains	5,5	67,3	63,6	25 445	2 820	6,1	11 185	24,3	32 060	69,6	46 065	N. D.
Rouville	4,8	72,5	69,0	26 393	1 005	4,9	5 820	28,3	13 760	66,8	20 585	N. D.
La Vallée-du-Richelieu	4,7	73,1	69,6	30 520	1 055	1,6	13 375	19,8	53 070	78,6	67 500	N. D.
<i>Ensemble du Québec</i>	7,8	65,4	60,3	25 646	92 000	2,3	767 700	19,3	3 124 700	78,4	3 984 400	314 004,0
Ensemble des MRC	N. D.	N. D.	N. D.	N. D.	16 700	5,6	74 175	25,0	205 270	69,3	296 145	N. D.

Sources : Compilation GENIVAR, 2013.

Institut de la Statistique du Québec (ISQ), 2013. Profils des régions et des MRC. En ligne. Consulté le 11 juin 2013.

[http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm]

Statistique Canada, 2013. Profil de l'enquête nationale auprès des ménages (ENM), Enquête nationale auprès des ménages de 2011, catalogue de Statistique Canada. Ottawa. Diffusé le 26 juin 2013.

* Pour les régions administratives et l'ensemble du Québec, les données portant sur l'emploi sont celles de juin 2013 (désaisonnalisés en moyennes mobiles de trois mois).

** La répartition des emplois par secteur pour l'ensemble des MRC correspond uniquement à la population active âgée de 15 ans et plus, alors que les données relatives aux régions administratives et à l'ensemble du Québec correspondent plutôt au nombre total d'emploi par industrie. La somme des emplois pour chacune des MRC ne correspond donc pas au nombre total d'emplois par région (notamment pour le Centre-du-Québec).

1.2.3 Occupation du territoire

Selon les données de la CPTAQ, 94 % de la superficie totale des MRC est située en zone agricole, ce qui représente 1 086 076 hectares. Les données du MAPAQ montrent que plus de 6 500 entreprises agricoles sont situées sur cette partie du territoire, ce qui représente près de 23 % du nombre total d'exploitations enregistrées au Québec, sur moins de 1 % de la superficie totale du Québec. Encore une fois, cette statistique indique que le territoire offre de nombreuses possibilités au niveau agricole.

Tableau 1.6 Occupation du territoire - Scénario 4

Région et MRC touchées	Superficie totale des MRC (ha)	Superficie de la zone agricole (ha)	% du territoire des MRC en zone agricole	Nombre d'exploitations agricoles	Superficies occupés par les exploitations agricoles (ha)	% de la zone agricole occupée par les exploitations agricoles
<i>Centre-du-Québec</i>	692 125	645 473	93	3 302	400 005	62
Bécancour	114 247	108 570	95	424	58 496	54
Nicolet-Yamaska	99 938	97 480	98	552	72 587	74
L'Érable	128 738	123 678	96	657	74 544	60
Arthabaska	188 652	172 727	92	909	105 766	61
Drummond	159 914	143 018	89	760	88 611	62
<i>Chaudière-Appalaches</i>	1 507 362	1 001 517	66	5 495	520 013	52
Lotbinière	166 404	163 503	98	797	84 766	52
<i>Montérégie</i>	1 111 240	953 294	86	7 081	701 130	74
Pierre-De Saurel	59 464	54 164	91	300	41 124	76
Les Maskoutains	130 293	125 726	96	1 220	107 967	86
Rouville	48 238	46 456	96	519	39 486	85
La Vallée-du-Richelieu	58 689	50 754	86	375	40 545	80
<i>Ensemble du Québec</i>	1 34 500 470	6 307 919	5	28 679	3 389 211	54
Ensemble des MRC	1 154 577	1 086 076	94	6 513	713 892	69

Sources : Compilation GENIVAR, CPTAQ, 2012.

1.3 Scénario de développement 5 – Grande échelle

Le scénario 5 (développement à grande échelle) couvre une superficie de 15 000 km², lequel englobe notamment les territoires touchés par les scénarios 3 et 4. Le territoire s'étend sur huit régions administratives, touchant à 28 MRC de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent. Ce territoire regroupe plusieurs municipalités parmi les plus peuplées au Québec, notamment Longueuil, Montréal, Brossard, Laval et Trois-Rivières.

1.3.1 Population et perspectives démographiques

Les données de l'ISQ indiquent que ce territoire rassemble plus de 50 % de la population québécoise, soit 4 356 261 habitants en 2013 (tableau 1.7). Outre les MRC de L'Assomption et Les Moulins, les plus importants bassins de population se concentrent dans les MRC de Longueuil, de La Vallée-du-Richelieu et de Montréal. De manière générale, la population pour l'ensemble de ces territoires a crû de façon égale ou supérieure à la moyenne québécoise entre 2006 et 2013. De plus, les perspectives démographiques montrent que ces MRC devraient croître à un rythme considérable d'ici 2031, soit une augmentation supérieure à 30 %. La moyenne québécoise attendue pour cette période est de seulement 11,6 %.

Sur ce territoire, la densité de population moyenne est supérieure à 290 hab./km², donc nettement supérieure à celle observée pour l'ensemble du Québec (6,1 hab./km²). Néanmoins, il faut souligner qu'elle reste très variable, soit entre 7 hab./km² et 1 452 hab./km². De manière générale, les MRC ayant les plus hautes densités de population sont surtout situées à proximité géographique de la région métropolitaine de Montréal.

1.3.2 Activités économiques

À l'inverse des scénarios 3 et 4, la répartition des emplois par secteur montre que les secteurs primaire et secondaire occupent une place moins importante dans l'économie de la zone touchée. Cette situation est notamment attribuable au fait que les régions urbaines de Montréal, Laval et Longueuil présentent des emplois diversifiés tournés vers les activités du secteur tertiaire : santé, haute technologie, commerce, savoir, etc.

Selon les données de Statistique Canada, le taux de chômage des principaux bassins de population sont un peu plus faibles que la moyenne québécoise. Les taux d'activité et d'emploi sont, pour leur part, relativement comparables à ceux observés dans le reste du Québec.

Tableau 1.7 Données démographiques – Scénario 5

Région et MRC touchées	Population (2012)		Densité (hab./km ²)	Population en 2006	Variation population 2006-2011 (%)	Projections démographiques 2031 (%)
	N ^{bre}	% de la région				
<i>Centre-du-Québec</i>	235 005	S. O.	34,0	225 929	4,0	12,6
Bécancour	19 710	8,4	17,2	18 906	4,3	8,1
Nicolet-Yamaska	22 692	9,7	22,6	23 110	-1,8	-0,4
L'Érable	22 893	9,7	17,8	23 255	-1,6	-6,4
Arthabaska	70 120	29,8	37,2	66 777	5,0	12,8
Drummond	99 590	42,4	62,3	93 881	6,1	20,5
<i>Chaudière-Appalaches</i>	408 188	S. O.	27,1	396 948	2,8	8,9
Lotbinière	29 587	7,2	17,8	27 633	7,1	15,7
Bellechasse	34 838	8,5	19,9	33 672	3,5	6,1
La Nouvelle-Beauce	33 839	8,3	37,4	31 752	6,6	19,5
Lévis	138 874	34,0	310,5	131 464	5,6	19,3
<i>Laval</i>	409 718	S. O.	1665,7	372 409	10,0	28,6
<i>Lanaudière</i>	476 941	S. O.	38,7	433 778	10,0	37,9
D'Autray	42 135	8,8	33,7	40 654	3,6	23,0
Joliette	63 752	13,4	152,5	58 801	8,4	31,0
Montcalm	47 949	10,1	67,7	43 091	11,3	45,3
L'Assomption	120 241	25,2	471,3	110 798	8,5	32,6
Les Moulins	150 576	31,6	577,4	130 475	15,4	53,9
<i>Montréal</i>	1 981 672	S. O.	3977,8	1 873 608	5,8	12,1
<i>Montérégie</i>	1 470 252	S. O.	132,3	1 383 020	6,3	21,5
Pierre-De Saurel	50 150	3,4	84,4	50 133	0,0	7,4
Les Maskoutains	84 046	5,7	64,5	81 362	3,3	15,4
Acton	15 201	1,0	26,3	15 408	-1,3	9,5
La Haute-Yamaska	85 380	5,8	134,4	80 176	6,5	22,4
Brome-Missisquoi	55 801	3,8	33,8	53 063	5,2	28,7
Rouville	34 470	2,3	71,5	31 700	8,7	29,5
La Vallée-du-Richelieu	117 199	8,0	199,8	107 950	8,6	30,1
Longueuil	410 314	27,9	1 452,90	388 817	5,5	11,2
<i>Estrie</i>	315 487	S. O.	30,9	301 017	4,8	11,4
Le Val-Saint-François	29 452	9,3	21,1	29 224	0,8	9,7
<i>Mauricie</i>	263 269	S. O.	7,4	260 315	1,1	5,5
Les Chenaux	17 904	6,8	20,6	17 061	4,9	5,6
Trois-Rivières	131 463	49,9	454,4	127 196	3,4	9,2
Maskinongé	36 695	13,9	15,4	35 804	2,5	6,9
<i>Ensemble du Québec</i>	8 054 756	S. O.	6,1	7 631 552	5,5	11,6
<i>Ensemble des MRC</i>	4 356 261	S. O.	N. D.	4 098 180	6,3	N. D.

Sources : Compilation GENIVAR, 2013.

Institut de la Statistique du Québec (ISQ), 2013. Profils des régions et des MRC. En ligne. Consulté le 11 juin 2013.
[http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm]

Tableau 1.8 Activités économiques – Scénario 5

Région et MRC touchées	Taux (%) d'emploi (2012*)			Revenu disponible des ménages par hab. en 2011 (\$)	Répartition des emplois par secteur (2012)**								PIB au prix de base (M\$ en 2011)
	Chômage	Activité	Emploi		Primaire		Secondaire		Tertiaire		Total		
					N ^{bre}	%	N ^{bre}	%	N ^{bre}	%		N ^{bre}	
<i>Centre-du-Québec</i>	7,3	63,6	58,9	23 219	9 000	8,5	25 580	24,2	70 920	67,2	105 500	8 316,0	
Bécancour	5,2	60,5	57,3	24 918	890	8,9	2 675	26,9	6 380	64,2	9 945	N. D.	
Nicolet-Yamaska	7,3	58,4	63,0	22 996	1 625	13,9	1 805	15,4	8 285	70,7	11 715	N. D.	
L'Érable	6,9	65,5	61,0	21 631	1 405	11,3	3 000	24,2	7 990	64,5	12 395	N. D.	
Arthabaska	5,6	65,3	61,7	23 401	2 560	7,0	10 205	27,9	23 780	65,1	36 545	N. D.	
Drummond	7,4	63,8	59,1	23 177	2 815	5,6	14 150	27,9	33 715	66,5	50 680	N. D.	
<i>Chaudière-Appalaches</i>	5,9	67,5	63,5	24 444	9 600	4,5	59 200	27,7	144 800	67,8	213 600	13 376,7	
Lotbinière	3,8	69,7	67,0	24 012	1 640	9,9	5 385	32,4	9 605	57,8	16 630	N. D.	
Bellechasse	3,5	66,7	64,4	24 236	1 835	9,6	5 240	27,5	11 955	62,8	19 030	N. D.	
La Nouvelle-Beauce	4,2	71,5	68,5	25 543	1 650	8,2	5 985	29,7	12 530	62,1	20 165	N. D.	
Lévis	4,0	71,5	68,5	27 707	745	0,9	13 745	17,2	65 490	81,9	79 980	N. D.	
<i>Laval</i>	6,9	67,9	63,2	26 196	1 800	0,8	35 100	16,5	176 300	82,7	213 200	13 018,9	
<i>Lanaudière</i>	8,3	65,6	60,2	24 934	6 400	2,7	58 700	25,1	169 200	72,2	234 300	11 258,5	
D'Autray	6,7	61,0	56,9	22 242	1 020	4,9	5 885	28,0	14 105	67,1	21 010	N. D.	
Joliette	6,8	60,6	56,5	24 452	840	2,6	7 320	23,0	23 605	74,3	31 765	N. D.	
Montcalm	7,9	63,9	58,8	23 441	1 270	5,1	7 040	28,2	16 690	66,8	25 000	N. D.	
L'Assomption	5,7	67,6	63,7	26 716	575	0,9	13 865	20,8	52 295	78,4	66 735	N. D.	
Les Moulins	5,1	73,2	69,5	26 355	465	0,5	19 470	22,6	66 335	76,9	86 270	N. D.	
<i>Montréal</i>	10,0	65,2	58,7	26 567	2 700	0,3	130 800	13,9	808 400	85,8	941 900	109 118,0	
<i>Montérégie</i>	6,6	68,0	63,5	26 598	18 000	2,4	163 630	21,7	572 970	75,9	754 600	47 895,7	
Pierre-De Saurel	5,8	55,4	52,2	24 108	885	3,7	6 575	27,3	16 625	69,0	24 085	N. D.	
Les Maskoutains	5,5	67,3	63,6	25 445	2 820	6,1	11 185	24,3	32 060	69,6	46 065	N. D.	
Acton	6,3	64,1	60,1	21 834	960	12,1	2 955	37,1	4 040	50,8	7 955	N. D.	
La Haute-Yamaska	6,2	65,8	61,7	24 359	1 270	2,8	14 260	31,4	29 840	65,8	45 370	N. D.	
Brome-Missisquoi	5,7	63,8	60,2	25 322	2 160	7,4	6 970	23,9	20 005	68,7	29 135	N. D.	
Rouville	4,8	72,5	69,0	26 393	1 005	4,9	5 820	28,3	13 760	66,8	20 585	N. D.	
La Vallée-du-Richelieu	4,7	73,1	69,6	30 520	1 055	1,6	13 375	19,8	53 070	78,6	67 500	N. D.	
Longueuil	6,5	64,4	60,2	27 649	740	0,3	32 350	15,1	180 880	84,5	213 970	N. D.	
<i>Estrie</i>	6,4	63,9	59,8	23 180	3 100	2,1	34 300	23,4	108 900	74,4	146 300	10 172,5	
Le Val-Saint-François	5	64,3	61,20	24 219	970	6,3	5 015	32,5	9 455	61,2	15 440	N. D.	
<i>Mauricie</i>	10,7	52,6	46,9	22 664	4 600	4,1	25 300	22,4	83 000	73,5	112 900	8 394,7	
Trois-Rivières/Les Chenault	7,8	60,2	55,4	23 833	475	0,7	12 055	18,3	53 415	81,0	65 945	N. D.	
Maskinongé	8,8	58,9	53,7	22 124	1 145	6,4	5 212	29,1	11 558	64,5	17 915	N. D.	
Ensemble du Québec	7,8	65,4	60,3	25 646	92 000	2,3	767 700	19,3	3 124 700	78,4	3 984 400	314 004,0	
Ensemble des MRC	N. D.	N. D.	N. D.	N. D.	37 320	1,7	397 442	18,1	1 762 168	80,2	2 196 930	N. D.	

Sources : Compilation GENIVAR, 2013.

Institut de la Statistique du Québec (ISQ), 2013. Profils des régions et des MRC. En ligne. Consulté le 11 juin 2013. [http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm]

Statistique Canada, 2013. Profil de l'enquête nationale auprès des ménages (ENM), Enquête nationale auprès des ménages de 2011, catalogue de Statistique Canada. Ottawa. Diffusé le 26 juin 2013.

* Pour les régions administratives et l'ensemble du Québec, les données portant sur l'emploi sont celles de juin 2013 (désaisonnalisés en moyennes mobiles de trois mois).

** La répartition des emplois par secteur pour l'ensemble des MRC correspond uniquement à la population active âgée de 15 et plus, alors que les données relatives aux régions administratives et à l'ensemble du Québec correspondent plutôt au nombre total d'emploi par industrie. La somme des emplois pour chacune des MRC ne correspond donc pas au nombre total d'emplois par région (notamment pour le Centre-du-Québec).

1.3.3 Occupation du territoire

Les données de la CPTAQ montrent que la superficie totale des MRC situées en zone agricole est de 79 %, soit 2 088 392 ha. La présence de régions urbaines fortement densifiées (Montréal, Longueuil et Laval) explique l'important recul de la superficie des MRC situées en zone agricole, et ce, comparativement aux précédents scénarios. Au total, 13 694 entreprises agricoles sont situées sur cette partie du territoire, soit près de 50 % du nombre total d'exploitations enregistrées au Québec.

Tableau 1.9 Occupation du territoire - Scénario 5

Région et MRC touchées	Superficie totale des MRC (ha)	Superficie de la zone agricole (ha)	% du territoire des MRC en zone agricole	Nombre d'exploitations agricoles	Superficies occupés par les exploitations agricoles (ha)	% de la zone agricole occupée par les exploitations agricoles
<i>Centre-du-Québec</i>	692 125	645 473	93	3 302	400 005	62
Bécancour	114 247	108 570	95	424	58 496	54
Nicolet-Yamaska	99 938	97 480	98	552	72 587	74
L'Érable	128 738	123 678	96	657	74 544	60
Arthabaska	188 652	172 727	92	909	105 766	61
Drummond	159 914	143 018	89	760	88 611	62
<i>Chaudière-Appalaches</i>	1 507 362	1 001 517	66	5 495	520 013	52
Lotbinière	166 404	163 503	98	797	84 766	52
Bellechasse	175 408	146 193	83	917	82 819	57
La Nouvelle-Beauce	90 485	86 541	96	751	57 352	66
Lévis	44 728	32 501	73	137	11 383	35
<i>Laval</i>	24 613	7 128	29	122	4 035	57
<i>Lanaudière</i>	1 233 535	206 203	17	1 529	142 253	69
D'Autray	123 291	73 415	60	439	47 997	65
Joliette	41 828	33 105	79	218	23 640	71
Montcalm	70 785	44 332	63	437	35 335	80
L'Assomption	25 524	19 330	76	153	14 623	76
Les Moulins	26 096	14 323	55	90	8 057	56
<i>Montréal</i>	49 813	2 046	4	17	787	38
<i>Montérégie</i>	1 111 240	953 294	86	7 081	701 130	74
Pierre-De Saurel	59 464	54 164	91	300	41 124	76
Les Maskoutains	130 293	125 726	96	1 220	107 967	86
Acton	57 907	56 525	98	431	36 945	65
La Haute-Yamaska	63 545	49 504	78	423	32 305	65
Brome-Missisquoi	165 124	132 773	80	760	71 142	54
Rouville	48 238	46 456	96	519	39 486	85
La Vallée-du-Richelieu	58 689	50 754	86	375	40 545	80
Longueuil	28 190	9 145	32	51	4 754	52
<i>Estrie</i>	1 019 540	705 256	69	2 592	320 799	45
Le Val-Saint-François	139 826	116 493	83	429	47 051	40
<i>Mauricie</i>	3 562 660	241 627	7	1 004	120 803	50
Trois-Rivières	28 897	11 255	39	51	3 868	34
Les Chenaux	87 124	84 407	97	273	38 523	46
Maskinongé	238 277	83 300	35	478	50 866	61
<i>Ensemble du Québec</i>	134 500 470	6 307 919	5	28 679	3 389 211	54
<i>Ensemble des MRC</i>	2 636 038	2 088 392	79	13 694	1 285 374	62

Sources : Compilation GENIVAR, CPTAQ, 2012.

2. REVUE DE LA LITTÉRATURE

Même si le gaz non conventionnel est un sujet placé au-devant de la scène énergétique mondiale depuis le bouleversement sur le marché américain, il n'existe pas d'AAC à proprement dite sur le sujet au Québec ni ailleurs dans le monde. Les études disponibles sont majoritairement des études institutionnelles et/ou des études d'impacts économiques (retombées économiques).

Au Québec, la seule étude portant directement sur le sujet est celle de González (2012) intitulée « Les bénéfices et les coûts économiques de l'exploitation des gaz de shale au Québec »². L'objectif de l'auteur est de présenter les facteurs qui devraient être considérés dans une AAC sur le shale d'Utica.

Il est également à noter que l'étude d'impact économique diffère de l'AAC. Alors que la première tente de déterminer tous les effets économiques d'un projet particulier quelle que soit la pertinence de ces effets pour la prise de décision, la seconde aide à choisir entre différents projets mutuellement exclusifs. En effet, l'AAC vise à monétiser tous les coûts et tous les avantages, incluant les externalités, afin de déterminer les résultats nets des projets.

D'après Bernard³ (2011), au niveau des études d'impact économique, les trois principaux indicateurs utilisés sont limités à :

- L'augmentation de la valeur ajoutée (salaire et capital);
- La création d'emploi;
- L'accroissement des recettes fiscales et parafiscales.

2.1 Revue des études de retombées économiques liées à l'exploitation du gaz de schiste au Québec

Plusieurs études ont été réalisées sur les retombées économiques de l'exploitation du gaz de schiste québécois au cours des dernières années. La plus récente d'entre elles est celle du *Canadian Energy Research Institute* (CERI, 2013)⁴. Ces retombées sont basées sur une période d'exploitation de 25 ans (2012-2036). Le tableau suivant résume les dépenses et les retombées pour l'économie québécoise (tableau 2.1).

2 Ce document est un cahier de recherche 2012-1 du *CREATE, Université Laval*.

3 J-T. Bernard (2011), « Valeur et impact économique du gaz de shale au Québec », GREEN, Département d'Économie, Université Laval.

4 CERI (2013) estime le coût de forage d'un puits (construction, forage et complétion) de 7 M\$ et suppose la mise en place d'une industrie de service modérée autour du gaz de schiste. Deux scénarios sont évalués dans cette étude, le premier considère la production de 500 Mpi³/j et le second celle de 1 500 Mpi³/j.

Tableau 2.1 Retombées économique de l'exploitation des gaz de schiste selon deux scénarios de production

Composante	Scénario faible (500 Mpi ³ /j)	Scénario élevé (1 500 Mpi ³ /j)
Dépenses en capital	7,9 G\$	23,8 G\$
PIB	20,1 G\$	60,5 G\$
Salaires	7,7 G\$	23,2 G\$
Emplois	202 170	607 200
Revenus fiscaux	7,0 G\$	21,0 G\$

Source : CERI (2013)

L'étude de SECOR (2010)⁵, réalisée pour le compte de l'Association Pétrolière et Gazière du Québec, présente les retombées économiques pour les phases d'exploration et d'exploitation selon un scénario de production de base et un scénario de production élevé. Les tableaux suivants (tableaux 2.2 et 2.3) présentent les retombées économiques selon deux scénarios d'exploitation.

Tableau 2.2 Retombées économiques selon le scénario de base pour les phases d'exploration et d'exploitations (en millions de dollars ou en année-personne)

	Effets directs et indirects		
	2010 - 2015	2016 - 2025	Total
Exploration			
Valeur ajoutée des dépenses d'exploration	778,2	2 780,0	3 558,2
Revenus du gouvernement du Québec	139,1	487,3	626,4
Main-d'œuvre (année-personne)	12 915	49 500	62 415
Exploitation			
Valeur ajoutée des dépenses d'exploitation	11,8	86,3	98,1
Revenus du gouvernement du Québec	93,8	715,0	808,8
Main-d'œuvre (année-personne)	190	1 817	2 007
Total retombées économiques	1 022,9	4 068,6	5 091,5
Total main d'œuvre	13 105	51 317	64 422

Source : SECOR (2010)

5 SECOR (2010) détermine les retombées économiques sur la base de la structure industrielle québécoise intégrée au modèle intersectoriel 2009 de l'ISQ. Cette étude se base sur deux scénarios à l'horizon 2025 : de base (700 puits) et optimiste (2173 puits). Elle suppose que chaque puits a un potentiel annuel de 2 Bcf. Le niveau de dépense par puits est estimé à 7,6 M\$ initialement puis 4,2 M\$ à partir de 2015.

Tableau 2.3 Retombées économiques selon le scénario élevé pour les phases d'exploration et d'exploitations (en millions de dollars ou en année-personne)

	Effets directs et indirects		
	2010 - 2015	2016 - 2025	Total
Exploration			
Valeur ajoutée des dépenses d'exploration	1 761,5	11 140,0	12 901,5
Revenus du gouvernement du Québec	300,2	1 898,6	2 198,8
Main-d'œuvre (année-personne)	29 270	186 600	215 870
Exploitation			
Valeur ajoutée des dépenses d'exploitation	26,0	376,9	402,9
Revenus du gouvernement du Québec	207,9	3 025,2	3 233,1
Main-d'œuvre (année-personne)	420	6 111	6 531
Total retombées économiques	2 295,6	16 440,7	18 736,3
Total main d'œuvre	29 690	192 711	222 401

Source : SECOR (2010)

L'étude du ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF, 2010)⁶ estime qu'à maturité, 250 puits horizontaux pourraient être annuellement forés dans les basses terres du Saint-Laurent. Ce rythme de développement nécessiterait des investissements annuels d'au moins 1 G\$ par année. Ces investissements entraîneraient la création ou le maintien de 7 000 emplois directs et 3 000 emplois indirects (tableau 2.4).

Tableau 2.4 Retombées économiques découlant de l'exploitation des gaz de schiste (à maturité)

Secteur d'activité	Résultats
Nombre de puits forés	250
Investissement des entreprises par an	1 000 000 000 \$
Nombre d'emplois directs	7 000
Nombre d'emplois indirects	3 000

Source : Ministère des Ressources naturelles (2010).

Mackie Research Capital (2010) fournit deux estimations quant à la valeur du gaz de schiste exploitable dans les basses terres du Saint-Laurent⁷. La première approche vise à évaluer la valeur actualisée nette des investissements faits par les compagnies gazières. Selon cette méthode, la VAN de l'exploitation du schiste québécois est de 3,1 G\$, sur un horizon allant de 10 à 15 ans.

L'autre méthode utilisée par Mackie Research Capital consiste à estimer la valeur totale du gaz contenu dans le schiste des basses terres du Saint-Laurent. Selon cette méthode, la valeur totale des réserves québécoises est estimée à 8,73 G\$.

⁶ MRN (2010) suppose que la quantité totale de gaz récupérable peut atteindre 40 Tcf.

⁷ La zone 1 est la plus prometteuse, la zone 2 affiche un potentiel moins élevé et la zone 3 semble avoir un faible potentiel.

Le ministère des Finances du Québec annonçait, dans son budget 2011-2012, la mise en place d'un nouveau régime de redevances⁸ sur le gaz de schiste. Selon les estimations du Ministère⁹, s'appuyant sur un prix de marché de 6,25 \$/kpi³, les revenus annuels du gouvernement passeraient de 13,7 M\$ la première année à 443 M\$ à maturité (15 ans) (tableau 2.5).

Tableau 2.5 Évaluation des revenus pour le gouvernement (en millions de dollars)

Compagnies	Nombre de puits en production	Production (GPC)	Revenus nets pour le gouvernement (M\$)
Année 1	30	14,9	13,7
Année 2	80	32,5	28,9
Année 3	180	67,8	67,1
Année 4	330	113,1	117,2
Année 5	530	165,8	179,4
Année 6	780	224,5	254,4
Année 15	3 030	427,0	443,2

Source : Ministère des Finances

Par ailleurs, un investissement annuel de 1,5 G\$, qui inclut les dépenses d'exploitation et d'exploration, pourrait être réalisé à partir de la sixième année. Ces investissements annuels de 1,5 G\$ permettraient de soutenir près de 11 000 emplois¹⁰ (tableau 2.6).

Tableau 2.6 Nombre d'emplois par année selon le nombre de puits

Années	Nombre de puits par année	Production (GPC)	Emplois
Année 1	30	240	1 740
Année 2	50	365	2 650
Année 3	100	650	4 720
Année 4	150	900	6 530
Année 5	200	1 200	8 700
Année 6	250	1 500	10 880

Source : Ministère des finances du Québec.

2.2 Revue des principaux facteurs à considérer dans une AAC

L'étude de González (2012) a pour objectif de déterminer les facteurs qui devraient être considérés dans une analyse avantages-coûts sur l'exploitation du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent.

8 Le nouveau régime de redevance a été considéré dans la présente analyse.

9 Selon le ministère des Finances, les réserves récupérables de gaz de schiste seraient entre 8 750 et 40 750 Bcf. En supposant des conditions économiques propices permettant d'exploiter 250 puits d'une capacité de 2,25 Bcf par année sur une période allant de 16 à 72 ans.

10 Le Ministère recourt au modèle intersectoriel de l'ISQ et suppose que le coût par puits passera progressivement de 8 M\$ la première année à 6 M\$ à partir de la quatrième.

González (2012) ne considère que les coûts et les avantages pour les Québécois et suppose que l'industrie gazière « prend racine dans la province ».

Les facteurs déterminants qui ressortent de cette étude sont résumés dans le tableau 2.7 ci-dessous.

Tableau 2.7 Les avantages et les coûts à considérer dans une ACB

Avantages	Coûts
Redevances	---
Profits québécois	---
Taxes et Impôts	---
Crédits fiscaux aux détenteurs québécois d'actions accréditatives	Comblement du manque à gagner produit par le PAC
Salaires	Salaire de réserve
---	Dégradation de l'environnement
Compensations aux résidents	Inconvénients pour les résidents
---	Coûts externes
---	Risques particuliers
Valeur des permis	Structure réglementaire
---	Transport du gaz
Fonds de compensation	Risques généraux
	Émissions de GES

Source : González (2012)

Cette étude relève les différents facteurs, mais ne les quantifie pas et ne leur attribue pas de valeurs monétaires. Pour réaliser une AAC en bonne et due forme, il faut quantifier et monétiser tous ces facteurs. Les paramètres retenus pour l'analyse de la présente étude sont présentés au chapitre 5.

2.3 Revue de l'analyse des externalités

La revue de littérature effectuée a été concentrée en priorité sur les pays et régions ayant connu un développement récent des gaz de shale ou, à tout le moins, des débats publics importants au sujet d'une éventuelle mise en valeur de cette ressource. Cette revue de littérature a permis d'identifier les impacts environnementaux pouvant être considérés dans une analyse avantages-coûts et a été complétée par l'analyse des rapports – ou version préliminaires – réalisés à la demande du comité ÉES.

Il s'agit notamment des études suivantes :

- McCollough et al., 2013 : « Identification des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire » (version préliminaire confidentielle, juillet 2013);

- Gangbazo, 2013 : « Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et élaboration d'avis quant à l'encadrement de l'industrie » (mai 2013);
- Roy et al., 2013 : « Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec » (version préliminaire confidentielle, juin 2013);
- Cyr et al., 2013 : « Identification des cours d'eau des basses terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie du gaz de shale » (version préliminaire confidentielle, août 2013).

3. PRÉSENTATION DES SCÉNARIOS ET DES HYPOTHÈSES RETENUES

La section 3.1 détaille les principales hypothèses et variables sous-jacentes à l'élaboration des scénarios de développement. Ces dernières proviennent d'études connexes ayant été menées dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste. La section 3.2, pour sa part, présente les scénarios de développement retenus pour l'AAC.

Les principales informations données dans ce chapitre proviennent notamment des études portant sur le projet type (CIRAIG, 2012) et sur le potentiel gazier du Québec (Duchaine et coll., 2012), des renseignements obtenus auprès de certaines entreprises titulaires de permis d'exploration dans le shale d'Utica ainsi que des documents officiels de sources gouvernementale et universitaire.

De surcroît, plusieurs passages du présent chapitre sont tirés de l'étude élaborée par le Comité d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste et portant sur les scénarios de développement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent. Ceci permet au lecteur de mieux comprendre les scénarios et hypothèses qui sous-tendent l'AAC sans avoir à se référer à d'autres documents.

3.1 Présentation des hypothèses et des variables

Certaines variables utilisées sont dites « exogènes », c'est-à-dire que leur valeur, descriptive ou quantitative, est tirée de l'observation ou résulte d'hypothèses. Ces variables sont extérieures au modèle et leur valeur n'est pas déterminée par les autres variables. Par exemple, la longueur moyenne d'un puits horizontal, la profondeur moyenne du shale, les contraintes réglementaires au développement et le régime de redevances en vigueur au Québec sont des variables exogènes.

D'autres variables utilisées sont « endogènes », c'est-à-dire que leur valeur est intrinsèque au modèle et peut varier en fonction d'autres valeurs. Par exemple, la rentabilité d'un puits variera en fonction des prix du gaz de schiste et des coûts de forage.

3.1.2 Variables exogènes

Les variables exogènes du modèle touchent les caractéristiques d'un projet type, le territoire de développement, le potentiel gazier de ce territoire, les contraintes au développement et le régime de redevances.

Caractéristiques du projet type

Dans le cadre de l'AAC, les données relatives aux caractéristiques du projet type seront considérées comme fixes pour la durée de l'analyse, soit 35 ans (voir tableau 3.1).

Tableau 3.1 Caractéristiques du projet type

Caractéristiques	Valeur retenue
Durée de vie d'un puits en production	25 ans
Profondeur des puits	2 000 m
Longueur horizontale des puits	Exploration 900 m / Exploitation 2 000 m
Distance entre les puits	300 m
Nombre de puits par plateforme	Exploration 2 / Exploitation 6
Fracturations par puits	Exploration 4 / Exploitation 15
Superficie des plateformes	Forage et complétion 90*110 m / Après réhabilitation 25*25 m
Superficie du sous-sol drainée	3,87 km ²

Source : CIRAIG (2012)

Territoire de développement

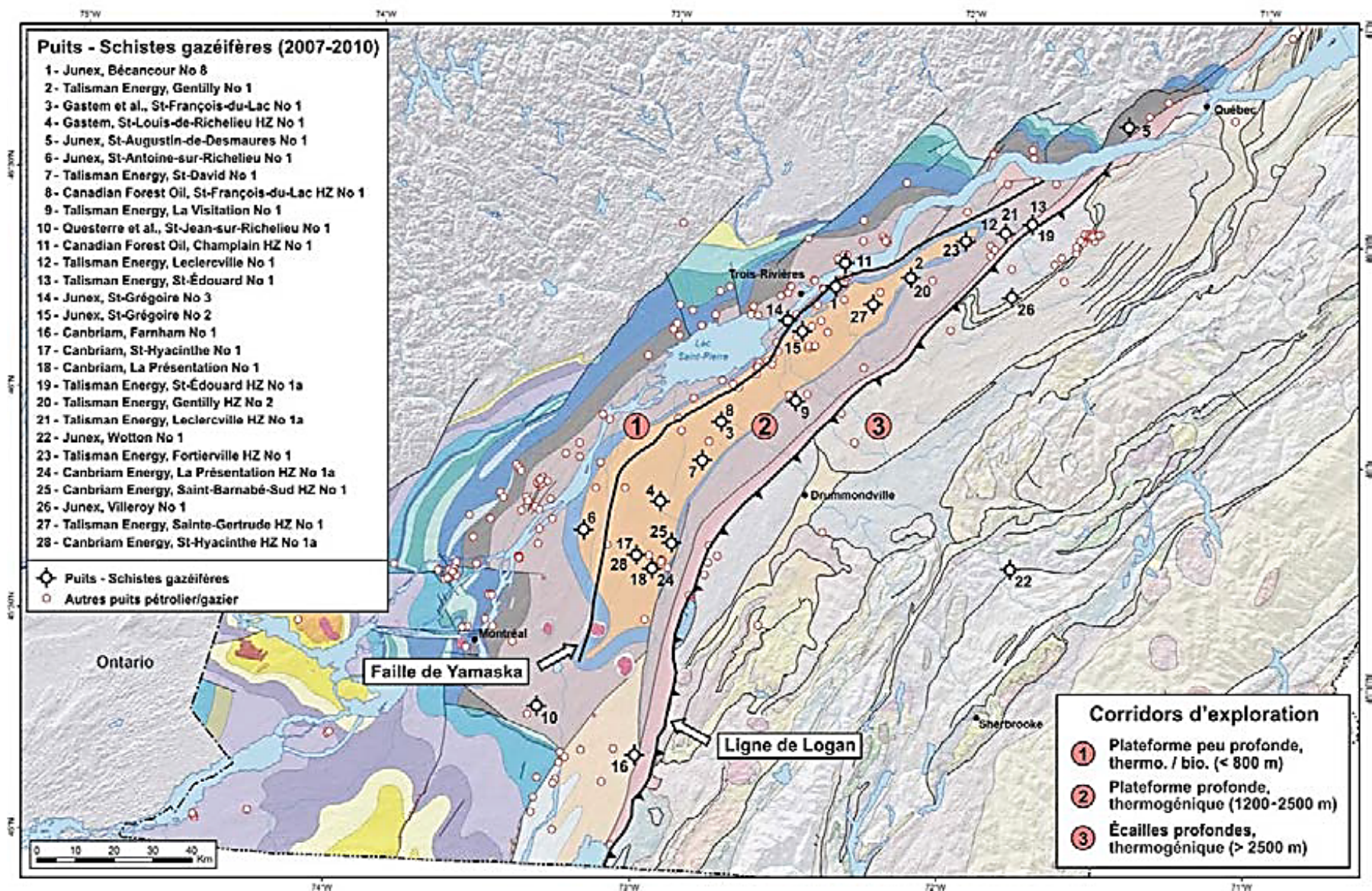
En ce qui a trait au territoire de développement, bien qu'il y ait d'autres formations géologiques dans la région des basses terres du Saint-Laurent qui peuvent contenir des hydrocarbures, l'état actuel des connaissances indique que les probabilités d'exploitation sur une base commerciale se limiteraient à la mise en valeur du gaz naturel dans le shale d'Utica des basses terres. Aussi, les scénarios présentés à la section 3.2 tiendront compte de ces limites (voir figure 3).

Trois grands corridors d'exploration fondés sur la profondeur du shale d'Utica ont été déterminés ainsi :

- Le premier corridor est situé le long du fleuve Saint-Laurent et couvre une superficie de 3 600 km². Le shale affleure localement le long de la rive pour atteindre une profondeur de 800 m en moyenne.
- Le second corridor, situé entre la faille de Yamaska et la ligne de Logan, couvre 5 000 km². Dans ce corridor, la portion supérieure de la formation d'Utica se trouve entre 1 200 et 2 500 m de profondeur et le potentiel gazier y serait le plus intéressant.
- Enfin, le troisième corridor débute au droit de la ligne de Logan et couvre 7 200 km². Le shale d'Utica s'y trouve à une profondeur de plus de 2 500 m.

Au total, le shale d'Utica des basses terres du Saint-Laurent couvre une superficie de 15 800 km² et il est entièrement couvert par des permis d'exploration.

Figure 3 Puits et corridors d'exploration – Schistes gazéifères au Québec



Le potentiel gazier

Au Québec, les travaux d'exploration n'ont pas encore permis de préciser le potentiel gazier du shale d'Utica des basses terres du Saint-Laurent et il n'existe pas encore de données officielles (Office national de l'énergie, 2011) estimant les réserves ou les ressources en place techniquement et économiquement récupérables. Les données utilisées pour estimer le potentiel gazier ont été tirées de l'étude de Duchaine et coll. (2012), issue du Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique (voir tableau 3.2).

Tableau 3.2 Les ressources techniquement récupérables du shale d'Utica (en Tpi³)

Corridor	Minimum	Maximum	Moyenne
1	4,5	8,9	6,7
2	14	27,5	20,75
3	3,9	11	7,45
Total	22,4	47,4	34,9

Source : Duchaine et coll. (2012) adapté par le CÉES

Les contraintes au développement

Il existe de nombreuses contraintes qui peuvent limiter l'emplacement des plateformes en surface et, potentiellement, l'accès à la ressource. Par exemple :

- Contraintes sociales : l'industrie du gaz de schiste fait actuellement l'objet d'une forte contestation sociale dans plusieurs régions du Québec et de nombreux propriétaires terriens ont déjà signifié qu'ils refuseront le droit d'accès à leurs terres. Au moins une entreprise a indiqué qu'elle n'utiliserait pas les mécanismes légaux en place pour forcer l'accès à ces terres.
- Contraintes naturelles : certaines caractéristiques des milieux naturels, telles que les pentes escarpées, les terrains marécageux ou encore la proximité de failles, constituent aussi des contraintes à l'emplacement des sites de forage.
- Contraintes administratives : plusieurs contraintes légales ont aussi été mises en place pour assurer la sécurité et le bien-être des populations avoisinantes et régir l'encadrement de l'industrie (par exemple, l'établissement de distances par rapport aux immeubles en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains du MRN) ainsi que la protection des habitats sensibles et des espèces fauniques et floristiques (en vertu notamment du règlement d'application de la Loi sur la qualité de l'environnement du MDDEFP).

Pour les basses terres du Saint-Laurent, il est difficile d'établir une superficie libre de contraintes naturelles et administratives pour les trois corridors à l'étude. Dans un premier temps, l'hypothèse de 50 % sera donc retenue. Par la suite, pour chaque région géographique couverte par les différents scénarios de développement, cette hypothèse sera raffinée, dans la mesure du possible, sur la base des données géomatiques disponibles.

Le régime de redevances

Le régime de redevances appliqué dans les scénarios est le régime publié par le ministère des Finances dans le fascicule intitulé « Un régime de redevances juste et concurrentiel : Pour une exploitation responsable des gaz de schiste, qui accompagnait le discours sur le budget 2011-2012 ».

Selon le ministère des Finances, ce nouveau régime de redevances, fondé sur un taux progressif dépendant du prix de la ressource et de la productivité du puits, entrera en vigueur une fois que sera terminée l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, et l'encadrement légal et réglementaire adapté à ses conclusions.

En vertu de ce nouveau régime, le taux de redevance variera en fonction du prix de la ressource et de la productivité des puits et se situera entre 5 % et 35 % de la valeur à la tête du puits. Dans la présente étude, les redevances sont ainsi automatiquement calculées à partir des différents scénarios de prix et de production examinés.

3.1.3 Les variables endogènes

Les principales qui ont été prises en compte sont les prix du gaz naturel, les coûts privés de forage et d'exploitation, la production globale cumulée (EUR : *Estimated Ultimate Recovery*) et la courbe de déclin et, enfin, le déploiement.

Les prix

La prévision du prix du gaz demeure un exercice hautement spéculatif. À ce propos, le prix du gaz a oscillé entre 2 \$ et 15 \$/kpi³ ces dix dernières années. Dans le cadre de l'AAC, les prix provenant de l'*Annual Energy Outlook 2013* publié par l'Agence américaine d'Information sur l'Énergie (EIA) seront utilisés. Ces prix représentent la référence sur le marché nord-américain du gaz naturel. De surcroît, compte tenu que l'EIA publie trois scénarios de prix (prix faible, prix de référence, prix élevé), il sera possible de mener une analyse de sensibilité rigoureuse sur cette variable. Le tableau 3.3 présente les prix spots prévus par l'EIA (Henri Hub) selon les trois scénarios en dollar constant de 2012.

Tableau 3.3 Prévisions des prix du gaz (\$ 2012/kpi³) pour 2012 à 2040

	Prix du gaz naturel (Henri Hub), \$ 2012/kpi ³		
	Faible	Référence	Élevé
2012	2,67	2,67	2,67
2013	3,30	3,32	3,42
2014	3,13	3,18	3,32
2015	3,10	3,18	3,31
2016	3,48	3,64	3,80
2017	3,55	3,77	4,00
2018	3,72	4,04	4,32
2019	3,79	4,13	4,48
2020	3,85	4,22	4,63
2021	3,95	4,34	4,85
2022	4,13	4,57	5,08
2023	4,28	4,77	5,28
2024	4,36	4,88	5,43
2025	4,43	4,97	5,57
2026	4,55	5,12	5,72
2027	4,64	5,20	5,86
2028	4,82	5,32	5,98
2029	5,03	5,40	6,10
2030	5,21	5,51	6,15
2031	5,38	5,65	6,30
2032	5,41	5,74	6,38
2033	5,51	5,89	6,58
2034	5,67	6,16	6,83
2035	5,93	6,45	7,21
2036	6,19	6,83	7,57
2037	6,56	7,18	7,88
2038	6,95	7,57	8,22
2039	7,23	7,74	8,45
2040	7,36	7,99	8,60

Les coûts

Les coûts considérés dans cette section représentent uniquement les coûts privés des entreprises. Les coûts et revenus publics retenus pour l'AAC pour la société québécoise dans son ensemble, incluant les externalités, sont présentés au chapitre 4.

Selon González (2012), les données de coûts mentionnées dans la littérature sont « grossières, parcellaires et souvent confuses quant à la distinction entre le coût fixe de construction (du forage à la complétion, en incluant le coût des infrastructures debranchement au réseau), les coûts variables d'opération et tous les autres coûts intangibles des entreprises ».

Dans la littérature spécialisée, il ressort cependant des ordres de grandeur de coûts à partir desquels il est possible de construire des scénarios suffisamment réalistes :

- Selon l'Office national de l'énergie, « les puits horizontaux de schiste de la formation d'Utica devraient coûter entre 5 et 9 M\$ ».
- Lin (2010), dans González (2012), estime que le coût d'un puits horizontal dans le shale d'Utica se situe autour de 5 M\$, auxquels il faut ajouter des coûts d'exploitation de 2 \$/kpi³ sur la base d'une part des ressources finalement récupérées de 2,5 milliards de pieds cubes (Gpi³).
- Lake et coll. (2012) ont évalué à environ 10 000 \$ par puits les coûts d'exploitation annuels moyens des puits du Haynesville, qui sont réputés pour avoir de faibles coûts d'exploitation annuels.
- En se basant sur des statistiques compilées pour cinq shales aux États-Unis, Schlumberger (2012) estime que les coûts annuels moyens d'exploitation seraient de 1,40 \$/kpi³ de production.

Aux fins de l'AAC, les coûts retenus sont ceux fournis par une entreprise impliquée dans l'exploration du shale d'Utica des basses terres du Saint-Laurent qui a procédé à des estimations de coûts moyens par puits pour ses propres scénarios de développement.

- **Phase d'exploration**¹¹ : le coût moyen unitaire d'investissement pour le forage d'un puits sans fracturation est estimé à 10 M\$. Le coût moyen unitaire d'investissement pour le forage d'un puits avec fracturation est estimé à 20 M\$.
- **Phase d'exploitation** : Le coût moyen unitaire pour le forage d'un puits avec fracturation est estimé à 5,75 M\$ (les coûts de fermeture¹² sont, par hypothèse, compris dans ce coût). Les coûts d'exploitation variables sont estimés à 1,40 \$/kpi³ (les compensations pour les propriétaires des terres sont compris dans ces coûts par hypothèse).

D'autres coûts ont également été considérés dans l'évaluation de la rentabilité du projet au niveau privé (industrie) et sont discutés au chapitre suivant. Il s'agit des coûts liés aux redevances d'exploitation et d'utilisation de l'eau, aux coûts du contrôle de la qualité de l'eau et des impôts provincial et fédéral.

11 Le mandat de la présente étude se limite à l'AAC en période d'exploitation. Dans ce contexte, il est important de noter que la période d'exploration implique des coûts privés et sociaux importants qui n'ont pas été considérés dans la présente étude.

12 Les coûts de fermeture sont de l'ordre de 100 000 \$, ce qui est relativement marginal.

La production globale cumulée et la courbe de déclin

La production globale cumulée du puits (EUR : *Estimated Ultimate Recovery*), qui peut être traduite par l'expression « part des ressources finalement récupérées », est une mesure normalisée utilisée par l'industrie gazière pour estimer le volume total de gaz qui sera produit de façon économique par un puits.

Ce volume est habituellement exprimé en milliards de pieds cubes (Gpi³). En connaissant ce volume et en ayant une bonne idée des coûts actualisés pour le produire, il est possible d'établir le seuil de rentabilité d'un puits, c'est-à-dire de déterminer à partir de quel prix (exprimé en \$/kpi³) il devient rentable d'exploiter un puits.

Le calcul de l'EUR est un exercice assez complexe. En termes simples, les volumes totaux pour toute la durée de vie économique du puits sont estimés à partir des volumes produits au cours des premiers jours. Une courbe théorique est construite afin de prédire les volumes totaux produits. C'est la courbe de déclin. À partir d'une courbe de déclin calculée sur la base des activités gazières en Amérique du Nord, l'hypothèse de production par puits retenue dans les scénarios s'établit de 2,5 à 3 Gpi³.

Le déploiement

Les hypothèses touchant la durée et la vitesse de déploiement des puits sont des éléments essentiels des scénarios puisqu'elles ont un effet direct sur les différents impacts économiques, environnementaux et sociaux. Afin de simplifier et d'uniformiser le déploiement des puits dans les scénarios, la vitesse de déploiement observée dans d'autres shales a été retenue à titre de référence dans la formulation des scénarios.

3.2 Présentation des scénarios retenus - Développement à petite échelle par rapport à celui à grande échelle

L'AAC a été menée pour deux des cinq scénarios plausibles de la filière gazière sur un horizon de 25 ans, à savoir les scénarios de développement 3 et 5.

3.2.1 Scénario de référence : aucun développement

Pour des considérations économiques et/ou d'acceptabilité sociale, ce scénario ne prévoit aucun nouveau forage dans les 25 prochaines années.

Même si ce scénario n'implique aucun forage, des travaux statutaires minimums doivent être réalisés par les entreprises titulaires de permis de recherche (Rapport du vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2010-2011¹³).

Ce scénario « statu quo » constitue la référence à partir de laquelle les coûts et les avantages des autres scénarios retenus seront évalués.

3.2.2 Scénario 3 : Développement à petite échelle

Ce scénario prévoit le développement minimal de la partie nord-est du corridor 2 (rive sud du fleuve, entre la faille Yamaska et la ligne de Logan), ce qui couvre une superficie de 1 258 km².

Tableau 3.4 Caractéristiques du scénario 3

EUR	3 Gpi ³
Prix	EIA, en \$/kpi ³
Plateformes de forage	166
Nombre de puits	1 000
Période de déploiement	10 ans, à partir de 2014
CM d'un puits en exploitation	5,75 M\$
CV de production	1,40 \$/kpi ³
Taux d'escompte social ¹⁴	6,5 %
Taux d'escompte privé ¹⁵	10 %

3.2.3 Scénario 5 : Développement à grande échelle

Ce scénario prévoit le développement maximal sur l'ensemble des corridors (1-2-3), ce qui couvre une superficie de 15 000 km².

Tableau 3.5 Caractéristiques du scénario 5

EUR	2,5 Gpi ³
Prix	EIA en \$/kpi ³
Plateformes de forage	1 500
Nombre de puits	9 000
Période de déploiement	20 ans, à partir de 2014
CM d'un puits en exploitation	5,75 M\$
CV de production	1,40 \$/kpi ³
Taux d'escompte social	6,5 %
Taux d'escompte privé	10 %

13 Cf. Chapitre 3 : gestion gouvernementale de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste.

14 Le taux d'escompte social de 6,5 % est un taux habituellement utilisé pour les projets publics par le Ministère des finances et de l'économie du Québec. Une analyse de sensibilité est toutefois effectuée dans la section 5 portant sur la présentation des résultats.

15 Le taux d'escompte privé de 10 % est le même que celui utilisé dans l'étude élaborée par le Comité d'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste et portant sur les scénarios de développement de l'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Il correspond au rendement minimum exigé par l'industrie privée. Une analyse de sensibilité est toutefois effectuée dans la section 5 portant sur la présentation des résultats.

4. PRÉSENTATION DES PARAMÈTRES RETENUS POUR L'ANALYSE AVANTAGES-CÔÛTS

L'AAC de l'exploitation du gaz de schiste doit se concentrer sur les avantages et les coûts pour la société québécoise prise dans son ensemble. De surcroît, les externalités doivent également être monétisées et incorporées à l'analyse. Le tableau 4.1 présente les principaux paramètres analysés pour l'AAC de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

Tableau 4.1 Principaux paramètres retenus pour l'AAC

Variable	Valeur retenue
Redevances d'exploitation	Nouveau régime publié par le ministère des Finances, budget 2011-2012
Redevances pour l'utilisation de l'eau	Prélèvements d'eau (redevance pour l'utilisation de l'eau, Gouvernement du Québec, 0,07 \$/m ³)
Gestion de la qualité de l'eau	Qualité de l'eau souterraine (Projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection, Gouvernement du Québec 2013; coût initial de 128 000 \$ et coût de suivi de 98 000 \$ répartis sur 10 ans)
Profits québécois	Part des profits après impôts des entreprises québécoises
Impôts	Impôts fédéral et provincial combinés de 26,9 %
Salaires	Augmentation du salaire par rapport à celui de réserve
Réglementation	Coût net de la réglementation (valeur des permis moins coûts administratifs)
Externalités	<ul style="list-style-type: none"> • Coût social du carbone (US EPA 2013) soit 48 \$ par tonne de CO₂ • Qualité de l'air (Litovitz et al., 2013) • Diminution d'aménités environnementales, biens et services écosystémiques liés à la destruction de certains milieux naturels (Ouranos, 2013) • Nuisances pour les résidents (odeur, bruit, poussière, vibration, perte d'accès, trafic, etc.)

Certaines externalités sont évaluées sur une base qualitative, dans la mesure où certaines données sont manquantes et où il n'est pas possible, dans l'état actuel des connaissances, de proposer des ordres de grandeur pour leur valeur monétaire (p. ex. valeur des externalités liées à la fragmentation des milieux naturels). Dans certains cas, les impacts environnementaux étant eux-mêmes sujets à une incertitude scientifique, il n'est pas possible à ce stade d'en proposer une évaluation monétaire (p. ex. éventuel impact sur la sismicité et certains impacts sur la santé). Malgré cette absence de valeur monétaire, il importe de nommer les externalités en question afin que le décideur en ait connaissance.

4.1 Les avantages

En regard de l'exploitation du gaz de schiste au Québec, les avantages pour la société québécoise proviennent exclusivement de la rente associée à la ressource extraite. Cette rente est distribuée en profits pour l'entreprise, en redevances et impôts pour le gouvernement et en salaires plus élevés pour les travailleurs de l'industrie.

4.1.1 Redevances d'exploitation

Les redevances incluent les droits d'exploration et les redevances au puits. Dans la mesure où elles sont adéquates, les compensations versées aux résidents par les producteurs ne doivent pas être comptées comme un bénéfice puisqu'elles ne font que compenser les coûts qu'ils subissent (CREATE, 2012).

Comme énoncé à la section 3.1.2, le régime de redevances appliqué dans la présente étude est celui publié par le ministère des Finances dans le fascicule intitulé « Un régime de redevances juste et concurrentiel : Pour une exploitation responsable des gaz de schiste », qui accompagnait le discours sur le budget 2011-2012.

En vertu de ce nouveau régime, le taux de redevance variera en fonction du prix de la ressource et de la productivité des puits pour se situer entre 5 % et 35 % de la valeur à la tête du puits. À noter que les redevances d'exploitation constituent un avantage pour la société québécoise, mais représente en quelque sorte un coût de production pour l'industrie. En effet, les redevances ne dépendent pas des profits de l'industrie, mais bien du prix du gaz et du volume de production. Ceci implique qu'une exploitation déficitaire générerait néanmoins des redevances d'exploitation.

4.1.2 Redevances pour l'utilisation de l'eau

Le taux de redevance pour l'utilisation de l'eau a été fixé à 0,07 \$/m³. Ce taux provient du « *Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau* » qui a été adopté le 1^{er} décembre 2010 et s'applique à compter de l'année 2011.

Ainsi, toutes les industries qui prélèvent ou utilisent 75 m³ d'eau et plus par jour, directement de la ressource ou à partir d'un système de distribution d'eau, sont visées. Ce règlement permet d'internaliser le coût de l'utilisation de l'eau.

4.1.3 Profits des entreprises québécoises

Puisque que l'AAC s'intéresse aux avantages et aux coûts pour la société québécoise, les profits des entreprises appartenant à des québécois doivent être pris en compte. Dans le cadre de la présente étude, une analyse de sensibilité est conduite selon deux hypothèses :

- Les entreprises qui exploitent le gaz de schiste au Québec sont entièrement de propriété étrangère;
- 25 % des entreprises qui exploitent le gaz de schiste au Québec sont de propriété québécoise.

Ces hypothèses ont été développées de concert avec le comité ÉES.

4.1.4 L'impôt provincial et fédéral

Cet avantage se réfère à l'impôt versé par les entreprises aux gouvernements du Canada et du Québec. Ces sommes sont une ponction sur les profits des entreprises et doivent ainsi être portées comme telles au compte des avantages. À noter que la part des impôts payés par les entreprises de propriété québécoise doit être retranchée du calcul des avantages puisque cette dernière a déjà été incluse dans les profits des entreprises québécoises. Le taux d'impôt combiné fédéral et provincial considéré dans la présente étude est de 26,9 %, soit le taux actuellement en vigueur pour les grandes entreprises.

Pour ce qui est de l'impôt foncier, les données disponibles n'ont pas permis de le considérer. Ceci est équivalent à poser l'hypothèse que l'augmentation des revenus fiscaux pour les municipalités est contrebalancée par l'augmentation des services nécessaires requis par la présence de l'industrie du gaz de schiste.

4.1.5 La hausse des salaires

Si l'industrie propose à certains travailleurs québécois des emplois mieux rémunérés que ceux qu'ils pouvaient auparavant occuper, les gains de rémunération doivent être inclus comme un avantage. La main-d'œuvre est une ressource locale limitée. La concurrence entre les entreprises pour cette ressource limitée peut conduire à court terme à une augmentation de son prix, c'est-à-dire des salaires. En payant plus cher pour cette ressource, les entreprises abandonnent alors une partie de la rente gazière à ces travailleurs (CREATE, 2012).

Toutefois, dans le cadre de la présente étude, la disponibilité des données n'a pas permis de monétiser cet élément.

Enfin, il est à noter que les variations des salaires sont susceptibles d'être temporaires à court terme puisque l'offre de facteurs est inélastique (peu sensible au prix), mais à long terme, des prix élevés risque de se traduire par des entrées et un aplanissement de l'offre. Autrement dit, des salaires élevés conduisent à une migration de la main-d'œuvre qui doit éventuellement résulter en une baisse de la rémunération (CREATE, 2012).

4.2 Les coûts

4.2.1 Nuisances pour les résidents

Ces coûts difficilement quantifiable peuvent notamment inclure les odeurs, le bruit, la poussière, les vibrations des relevés sismiques, la perte d'accès au terrain et la gêne provoquée par la circulation des camions pendant la fracturation.

En théorie, les coûts inhérents aux nuisances pour les résidents n'ont pas à être pris en compte dans l'analyse avantages-coûts si les entreprises compensent adéquatement les résidents subissant des inconvénients en raison de l'exploitation du gaz de schiste. Les compensations versées seraient ainsi internalisées dans les coûts d'exploitation. Il faut cependant se demander si les compensations actuellement versées couvrent dans les faits l'ensemble des coûts encourus. Actuellement, les entreprises compensent les propriétaires fonciers des terrains sur lesquels elles opèrent, mais ne compensent pas *a priori* tous les résidents affectés par ces nuisances. De plus, il est difficile d'estimer en termes économiques ces pertes d'aménités car leurs valeurs reflètent avant tout des valeurs sociales qui sont par définition difficile à évaluer d'un point de vue monétaire.

Dans le cadre de la présente étude, l'analyse initiale a été effectuée en prenant comme hypothèse que, dans le meilleur des cas, le coût des nuisances est internalisé dans les coûts d'exploitation, par le biais des compensations versées. Il serait donc pertinent de documenter de façon plus approfondie ces enjeux par des enquêtes portant sur la perception de la qualité de vie, ce qui serait une étape vers la possibilité de leur attribuer une valeur économique.

4.2.2 Réglementation

Le gouvernement doit consacrer des ressources humaines pour réglementer et encadrer l'exploitation gazière. Une partie de ces coûts est couverte par la valeur des permis requis de l'entreprise. Toutefois, la valeur des permis ne permet pas de couvrir l'entièreté des coûts administratifs liés à la réglementation. Cette part des coûts devrait ainsi être considérée dans l'AAC. Cependant, considérant le manque de données fiables sur les coûts administratifs liés à la réglementation, ces coûts n'ont pu être pris en compte dans l'analyse.

4.2.3 Externalités

L'approche générale pour l'estimation de la valeur économique des externalités environnementales comprend trois étapes.

- Dans un premier temps, les données disponibles sur l'évaluation quantitative des impacts biophysiques potentiels sont analysées, à partir des études réalisées pour le comité ÉES (par exemple le bilan sur les GES et l'ACV menée par le CIRAIG) ou de la littérature disponible en lien avec les gaz de shale, notamment aux États-Unis.
- Ensuite, la valeur économique associée à ces impacts (valeur marchande et non marchande, selon les impacts) est déterminée par transfert de résultats, soit d'études ou de données primaires produites pour des enjeux et contextes comparables à celui de la filière des gaz de shale au Québec. Selon les cas, des coûts privés ou des coûts sociaux sont utilisées, en fonction du type d'impacts et de la méthode d'évaluation.
- Dans un troisième temps, le cas échéant, le niveau d'internalisation des impacts environnementaux, par le biais du cadre réglementaire ou en fonction d'instruments économiques par les éventuels promoteurs, sera pris en compte.

Il est à noter que pour chaque étape, des analyses de sensibilité, pour chaque enjeu environnemental, peuvent être réalisées afin de tenir compte des incertitudes liées aux évaluations en termes biophysiques, mais aussi économiques (par exemple différentes estimations du coût social du carbone existent et les quantités de GES émises par un projet d'exploitation des gaz de shale varient également selon le niveau des émissions fugitives considéré).

Par ailleurs, il est très important de souligner que certaines externalités négatives n'ont pu être évaluées en termes monétaires et donc n'apparaissent pas dans le résultat final de l'analyse avantages-coûts exprimé en dollars. Cela ne signifie pas pour autant qu'elles ne sont pas importantes du point de vue des auteurs de la présente étude ou qu'elles devraient être considérées comme négligeables par les décideurs publics. Cette situation s'explique par plusieurs raisons :

- Certaines externalités font l'objet de controverses scientifiques sur leur ampleur ou leur existence même et, avant de pouvoir les estimer en termes monétaires, il faut au moins disposer de données sur les impacts potentiels en termes physiques (p. ex. risque de sismicité);
- Certains éléments, notamment en lien avec la perception de la qualité de vie, l'altération du paysage, voire les impacts psychosociaux, le bien-être et la qualité des liens au sein d'une communauté au sens large, sont autant de choses qui

ont été identifiées comme pouvant être affectées par le développement de la filière des gaz de schiste¹⁶, et qui se prêtent mal à l'évaluation monétaire, pour différentes raisons¹⁷. Par exemple, certaines personnes peuvent refuser, par principe, d'assigner une valeur monétaire pour « compenser » un accroissement du risque sur leur santé, ou juger que la qualité des relations au sein d'une communauté est simplement en dehors du champ de l'évaluation monétaire. En ce sens, la simple observation du résultat de l'analyse avantages-coûts n'est pas un indicateur suffisant pour s'assurer de prendre les meilleures décisions compte tenu de l'information disponible et il convient d'intégrer aussi les résultats des études menées dans les autres champs de compétences (p. ex. sociologie, écotoxicologie, analyse de risques, etc.);

- Notons également que, pour certaines externalités, des valeurs monétaires calculées dans des contextes comparables ont été identifiées. Toutefois le manque d'information sur certains paramètres a empêché le transfert de résultats de façon crédible¹⁸. Dans certains cas, un choix délibéré a donc été fait de ne pas proposer de valeur monétaire plutôt que de proposer des ordres de grandeur reposant sur des hypothèses trop incertaines. Ce choix a cependant pour conséquence une sous-estimation des « coûts » dans l'analyse avantages-coûts car celle-ci ne retient que les coûts exprimés en valeur monétaire.

Le tableau 4.2 présente une synthèse commentée des éléments qui ont pu être évalués de façon monétaire et de ceux qui n'ont pu l'être dans le cadre de l'analyse avantages-coûts.

16 L'ampleur de l'impact potentiel dépendant aussi fortement de la mise en œuvre de bonnes pratiques ou non de la part de l'industrie.

17 Il est possible d'obtenir des résultats intéressants en mettant en œuvre par exemple la méthode de l'évaluation contingente ou celle du *choice experiment*, comme cela a été réalisé par Siikamaki et Krupnick (2013). Toutefois, et comme les résultats de ces auteurs le suggèrent, les valeurs fournies par ce type d'enquête dépendent en grande partie du contexte local et il est préférable de réaliser des études originales que de procéder au transfert de résultat. Les contraintes budgétaires, de temps et de définition du présent mandat n'ont pas permis la réalisation de ce type d'études.

18 C'est par exemple le cas des valeurs hédoniques calculées en Pennsylvanie. L'institut de la Statistique du Québec fournit des valeurs moyennes sur la valeur des habitations en fonction du type d'habitation, mais pas selon la dichotomie rural/urbain qui aurait été la plus pertinente ici. De plus, l'information disponible n'est pas suffisante pour savoir combien de résidences seraient potentiellement affectées par la présence de chaque puits.

Tableau 4.2 Tableau synthèse sur la monétisation des externalités

Externalités	Mode d'évaluation	Commentaires
Émissions de gaz à effet de serre	Évaluation monétaire	L'évaluation monétaire des émissions de GES fait peu débat aujourd'hui sur le principe, mais plutôt sur les enjeux liés à l'actualisation et au taux d'actualisation utilisé, ainsi que sur la prise en compte de la valeur des risques extrêmes. Ces aspects sont considérés dans le cadre de l'analyse de sensibilité.
Quantité d'eau	Évaluation monétaire (redevance pour l'utilisation de l'eau)	Dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices, l'hypothèse est faite que la réglementation actuelle, par le biais de la redevance sur l'eau, permet l'internalisation des impacts sur la disponibilité de l'eau par les entreprises. Toutefois, la revue de littérature et de certaines des études réalisées dans le cadre de l'ÉES permet d'envisager d'éventuels conflits d'usages, donc des externalités négatives qui n'ont pu être évaluées. Ceci mériterait de faire l'objet d'études complémentaires.
Gestion de la qualité de l'eau	Évaluation monétaire pour la qualité de l'eau souterraine Gestion des eaux de reflux est considérée comme internalisée	Les enjeux liés au risque de dégradation de la qualité de l'eau souterraine ont été pris en compte à travers le coût de mise en œuvre des mesures de prévention et suivi proposées par le MDDEFP au cours de l'année 2013. Les externalités liées à la dégradation potentielle de la qualité des eaux de surface, en lien notamment avec les eaux de reflux issues du processus de fracturation, n'ont pas été évaluées. En effet, nous posons l'hypothèse que les eaux usées issues du processus de fracturation seraient traitées dans des installations dédiées spécifiquement à cet usage et non dans des installations municipales traitant habituellement des eaux usées. Nous posons aussi l'hypothèse que ce coût de traitement des eaux usées est déjà pris en compte dans les coûts d'exploitation de l'industrie. Il demeure cependant une certaine incertitude quant aux impacts cumulatifs sur la qualité de l'eau de surface dus par exemple à une érosion plus importante des sols, à l'accroissement du trafic routier, etc.
Qualité de l'air	Évaluation monétaire par transfert de résultats	Les données issues d'une évaluation monétaire réalisées en Pennsylvanie en lien avec le développement des gaz de shale ont été appliquées au cas québécois.
Biens et services écosystémiques liés à la destruction de certains milieux naturels	Évaluation monétaire par transfert de résultats	Les externalités évaluées ne prennent en compte que l'empreinte des sites d'extraction des gaz de shale. Les effets cumulatifs liés à la construction de réseaux supplémentaires et à la fragmentation des habitats n'ont pas pu être pris en compte.
Nuisances pour les résidents (odeur, bruit, poussière, vibration, perte d'accès, trafic, etc.)	Pas d'évaluation monétaire	L'évaluation monétaire de ces nuisances requiert la réalisation d'enquête auprès de la population locale.
Impacts sur la santé	Pas d'évaluation monétaire	Incertitude scientifique.
Impacts sur les infrastructures collectives (routes)	Pas d'évaluation monétaire	Bien que des coûts supplémentaires puissent être associés à la hausse du trafic routier dû au développement des gaz de shale (voir le cas documenté dans l'étude EC 2-5, il n'a pas été possible de recueillir toutes les données nécessaires pour réaliser un transfert de résultats pertinent pour le Québec.
Risque de sismicité	Pas d'évaluation monétaire	Incertitude scientifique
Qualité du paysage	Pas d'évaluation monétaire	L'évaluation monétaire de ces nuisances requiert la réalisation d'enquête auprès de la population locale.

Prélèvement de l'eau

Dans l'ensemble de la zone d'étude, les enjeux relatifs à la disponibilité de l'eau pour le développement de l'industrie des gaz de shale peuvent être caractérisés par les éléments suivants.

Selon Gangbazo (2013), le pic des besoins en eau nécessaire au développement de l'industrie du gaz de shale au Québec serait de 4,7 et 28,7 Mm³ par année, respectivement dans le scénario à petite échelle et dans le scénario à grande échelle. Ce volume annuel total ne « représenterait que 0,0005 % et 0,0029 % du volume d'eau de surface disponible » au Québec.

Toutefois, le territoire pertinent pour aborder les enjeux relatifs à la disponibilité de l'eau se situe plutôt au niveau des bassins versants appartenant aux zones directement concernées par les différents scénarios de développement de l'industrie, plutôt qu'au niveau du territoire québécois dans son ensemble. Sur la base de l'estimation de la demande totale potentielle de Gangbazo (2013), Cyr et al. (2013) ont cherché à évaluer la capacité de prélèvement des principaux cours d'eau pour le territoire du scénario à grande échelle, permettant ainsi d'inclure tous les bassins versants pertinents pour l'ÉES.

La capacité des cours d'eau a été calculée en comparant « l'indicateur de débit d'étiage de récurrence 2 ans calculé sur 7 jours consécutifs (Q2,7) » à la demande potentielle pour un site multipuits (six puits) et pour cinq sites de même type pour les différents cours d'eau de la zone d'étude. Cette demande potentielle a aussi été comparée aux prélèvements actuellement réalisés par les autres secteurs (municipalités, industries, extraction de minerai, autres à l'exclusion des secteurs agricoles et piscicoles). Les travaux de Cyr et al. (2013) permettent de cartographier les tronçons de cours d'eau plus vulnérables ou moins susceptibles de pouvoir répondre aux besoins de prélèvements de l'industrie.

Cependant, il est important de noter certaines limites aux résultats présentés par ces études :

- D'une part, l'étude de Gangbazo (2013), visant la demande potentielle totale en eau de l'industrie du gaz de shale, a considéré seulement la valeur moyenne nécessaire par fracturation décrite dans le rapport du CIRAIG (2012), soit 1 670 m³, et un nombre de fracturations inférieur à celui présenté dans les études du CIRAIG (2012), de Roy et al. (2013) et dans la présente étude¹⁹.

19 Gangbazo (2013) prend pour hypothèse qu'il n'y a que huit fracturations par puits et aboutit à une estimation d'environ 14 000 m³ d'eau prélevés par puits. Cette estimation n'est pas très éloignée des résultats observés en Pennsylvanie, qui sont de l'ordre de 15 000 à 21 000 m³. Toutefois, l'étude décrivant le projet-type retient 15 fracturations par puits, plutôt que 8 (CIRAIG, 2012).

Il est donc possible que le résultat de Gangbazo (2013) sous-évalue la demande potentielle d'eau par l'industrie et, par conséquent, le niveau de pression sur les cours d'eau qui en découle dans Cyr et al. (2013).

- D'autre part, bien que l'existence de technique de réutilisation des eaux de reflux pour plusieurs activités de fracturation soit évoquée par Gangbazo et Cyr et al., il n'y a pas d'analyse de sensibilité de l'impact de ces techniques sur la demande potentielle en eau par l'industrie, qui permettrait a contrario d'avoir une borne inférieure de la demande et, par conséquent, des coûts inférieurs du point de vue de l'industrie.

Par ailleurs, il est noté que Cyr et al. (2013) évalue la capacité des cours d'eau à répondre aux besoins de l'industrie en eau en fonction du débit d'étiage (Q2,7). Cependant, Gangbazo (2013) remarque que : « *Le nouveau régime d'autorisation utilise la notion de débit réservé plutôt que le débit d'étiage Q2,7. Le débit réservé reflète tant les besoins en eau des usagers immédiats du cours d'eau que la capacité de support des écosystèmes et représente un seuil sous lequel le débit du cours d'eau ne devrait pas baisser. Cette approche a l'avantage d'offrir une certaine marge de manœuvre et d'optimiser les prélèvements puisque tout ce qui excède le seuil peut être prélevé et stocké pour être utilisé ultérieurement. Il est ainsi possible de prélever l'eau principalement lorsqu'elle est abondante, comme au cours d'une crue.* » Il est ainsi difficile de caractériser l'impact de ce choix d'indicateur sur la capacité des cours d'eau de la zone d'étude à répondre à la demande de l'industrie ou non²⁰.

- Enfin Cyr et al. (2013), dans leur comparaison des besoins en eaux de l'industrie du gaz de shale avec les prélèvements d'eau existants dans les différents bassins versants, remarquent qu'ils n'ont pas pris en compte les besoins liés aux secteurs agricoles et piscicoles. Or, ces deux secteurs constituent des activités importantes dans les régions de la zone d'étude et leur prise en compte aurait été utile afin de mieux appréhender les conflits d'usages potentiels et donc d'éventuelles externalités.

La présente étude retient une valeur de référence de 20 000 m³ d'eau prélevé par site, ce qui permet de demeurer dans le même ordre de grandeur que les valeurs moyennes de Roy et al. (2013) et CIRAIG (2012), et de rester cohérent avec la valeur retenue par González et al. (2012) pour la réalisation des scénarios. Afin de tenir compte des bornes présentées par Roy et al. (2013) et le CIRAIG (2012), un scénario « élevé » qui se traduit par une quantité d'eau nécessaire d'environ 45 000 m³ par puits est également considéré²¹.

20 Par exemple, nous ne savons pas si, en prenant l'indicateur de débit réservé, l'analyse de Cyr et al. (2013) conduirait à des restrictions supplémentaires pour l'industrie du gaz de shale (donc des avantages moindres dans le cadre de notre analyse ou des conflits plus importants avec les autres utilisateurs, donc des coûts supplémentaires) ou non.

21 Ceci est obtenu en reprenant le volume de liquide de fracturation maximal proposé par Roy et al., soit 3 377 m³ - composé à 90 % d'eau, pour quinze fracturations, sans réutilisation des eaux de reflux.

Dans le cas de référence, le coût internalisé par les entreprises s'élève à 1 400 \$ par puits, lors du démarrage du puits. Dans le second cas, le coût est de 3 150 \$ par puits. Il s'agit dans les deux cas de coûts relativement faibles par rapport à l'ensemble des coûts supportés par l'industrie (de l'ordre de 0,025 à 0,055 % du coût fixe par puits).

Au niveau des conflits potentiels avec les usages agricoles et piscicoles, les aspects suivants sont à noter :

- Au sein de la zone d'étude, les rivières ou lacs ne semblent constituer qu'une part marginale des sources d'approvisionnement pour les cultures en serre (BPR, 2003). Ainsi, la proportion la plus élevée se trouvait dans la région de Chaudières-Appalaches où près de 22 % des entreprises serricoles utilisaient cette source, tandis que dans les régions de la Montérégie et du Centre-du-Québec, cette proportion atteignait respectivement 5,2 % et 1,9 %. Dans Lanaudière et en Estrie, cette proportion avoisinait 9 %.
- Toutefois, en ce qui concerne l'irrigation de plein champ, les rivières et lacs constituaient environ la moitié des sources d'approvisionnement dans Chaudières-Appalaches et le Centre-du-Québec – 56 % et 47 % respectivement. En Montérégie, 23,6 % des sources d'approvisionnement en eau pour l'irrigation étaient des rivières ou lacs (BPR, 2003).
- Pour les besoins des productions animales, l'étude de BPR (2003) indique qu'on peut généralement supposer que la source d'approvisionnement en eau est la même que pour les habitations humaines sur les exploitations agricoles. Dans Chaudière-Appalaches, les puits individuels d'eau souterraine représentaient 60 % des sources d'approvisionnement et les réseaux collectifs alimentés par des eaux de surface représentaient 16 % des approvisionnements. En Montérégie, ces proportions étaient respectivement de 72 % et 23 % et dans le Centre-du-Québec de 60 % et 30 %.
- Étant donné les phénomènes de concentration qu'a connu le secteur agricole au cours des dernières décennies, il semble réaliste d'envisager des problèmes de conflits d'usage au niveau local pour l'approvisionnement en eau de surface entre les besoins pour les activités agricoles et ceux de l'industrie des gaz de shale. Ceci nécessiterait d'avoir de meilleures données sur les prélèvements en eau par bassin versant, de la part du secteur agricole, et les sources d'approvisionnement. Des travaux de ce type ont été réalisés récemment au niveau des bassins versants des rivières Richelieu et Yamaska mais les résultats n'ont pu être consultés pour cette étude (Source : René Lefebvre, INRS-ÉTÉ, communication personnelle).
- Toutefois, les données présentées ici suggèrent aussi de s'attarder à l'enjeu des externalités éventuelles liées à la qualité de l'eau souterraine.

Externalités négatives liés à l'impact sur la qualité de l'eau

Les externalités négatives liées à une éventuelle détérioration de la qualité de l'eau due aux activités de mise en valeur des gaz de shale, ont été documentées à travers les résultats de Olmstead et al. (2013), Muehlenbachs et al. (2013), de même que Siikamaki et Krupnick (2013). Ces auteurs, par différentes méthodes d'évaluation, se sont intéressés aux aspects suivants :

- L'impact sur la qualité de l'eau, et plus particulièrement les concentrations en chlorure et en matières en suspension, en amont des bassins versants par la présence de puits de gaz de shale, et par les rejets à la suite du traitement des eaux de reflux en Pennsylvanie (Olmstead et al., 2013);
- L'impact sur la valeur des résidences, selon leur proximité avec des puits de gaz de shale, la densité de ces puits et le type d'approvisionnement en eau en Pennsylvanie;
- La volonté de payer pour réduire différents risques – qualité des eaux de surface et des eaux souterraines, pollution de l'air, fragmentation de l'habitat) liés au développement des gaz de shale au Texas et en Pennsylvanie (Siikamaki et Krupnick, 2013).

Les résultats d'Olmstead et al. (2013) suggèrent que la présence de puits de gaz de schiste en amont des bassins versants étudiés ne génère pas de hausse des concentrations de chlorure, contrairement au traitement et au rejet des eaux usées provenant des puits de gaz de schiste par les installations municipales. Ceci laisse à penser que le traitement par des installations disposant des technologies de traitement adéquates serait préférable à l'acheminement des eaux de reflux aux installations de traitement des eaux usées municipales, au Québec.

Cependant, il n'a pas été possible de collecter des données sur les coûts de traitement des différents types d'installations (municipales ou privées) permettant de réduire l'impact sur les eaux de surface liés au chlorure, et donc d'estimer le coût pouvant être internalisé par les entreprises. Par ailleurs, les résultats d'Olmstead et al. (2013) indiquent que la présence de puits de gaz de shale conduirait à une hausse des concentrations de Matières en Suspension (MES) dans les cours d'eau, ceci pouvant s'expliquer, par exemple, par les travaux d'aménagement des sites avant le début des activités de forage et d'exploitation, l'aménagement de nouvelles routes d'accès, voire des déversements accidentels. Les travaux d'Olmstead et al. (2013) ne fournissent cependant pas de données monétaires transférables à notre zone d'étude.

L'étude de Muehlenbachs et al. (2013) est basée sur la méthode des prix hédoniques et met en évidence les différences d'impact selon certains aspects. En effet, cette étude tend à montrer que la valeur des résidences peut être négativement affectée par la proximité des puits de gaz de shale, lorsque ces résidences sont alimentées par des puits d'eau souterraine. Selon ces auteurs, pour les mêmes régions, la valeur des résidences alimentées par un réseau municipal ne serait pas affectée par la présence de puits de gaz de shale. Les auteurs n'indiquent pas si cet impact sur la valeur des maisons reflète un changement de perception du risque de contamination de l'eau souterrain ou la présence d'un effet réel sur la qualité des eaux souterraines. L'impact estimé pourrait atteindre 23 % de la valeur des résidences.

Dans la zone d'étude considérée dans l'ÉES, il existerait plusieurs centaines de milliers de résidences alimentées par des puits d'eau potable (BPR, 2003). Cependant, en l'absence de données sur le nombre et la densité de résidences à proximité d'éventuelle puits de gaz de shale, il n'a pas été possible de produire un ordre de grandeur du nombre de résidences pouvant être affecté²². Il est à noter que, selon Muehlenbachs et al. (2013), les propriétaires bénéficiant d'une alimentation en eau par réseau municipal peuvent même connaître une augmentation de la valeur de leur propriété, dans la mesure où ils bénéficient éventuellement de loyers et de compensations versés par les promoteurs de projets de gaz de shale, sans en supporter les risques.

La troisième étude fournit des indications sur les principales inquiétudes de la population dans deux états américains ayant connu d'importants développements de l'industrie des gaz de shale au cours des dernières années, soit la Pennsylvanie et le Texas. Siikamäki et Krupnick ont réalisé une enquête sondant l'attitude du public par rapport à différents risques et leur volonté de payer pour réduire ces risques.

Un de leur premier constat est que le type d'information communiquée au public influence sa perception du risque, avec notamment une opposition et des inquiétudes plus marquées lorsque l'information provient d'organisation non-gouvernementales plutôt que de l'industrie ou d'organismes neutres. En ce qui concerne les risques liés à la qualité de l'eau, les ordres de grandeur des volontés de payer varient selon les deux États. En effet, pour réduire les risques de problèmes avec l'eau souterraine pour 1 000 puits, les ménages du Texas ont

22 De plus nous ne disposons pas de données sur la valeur des résidences en milieu rural pour la zone d'étude. Les données de l'ISQ sur les valeurs foncières ne permettent pas de distinguer les résidences rurales des résidences urbaines.

http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/profil16/struct_econo/construct/unit_eval16.htm

indiqué une volonté de payer moyenne de 32 \$ par an, et ceux de Pennsylvanie, de 23 \$ par an. Pour les risques liés à la qualité de l'eau de surface, là aussi les ménages de Pennsylvanie avaient une volonté de payer moindre, soit 7 \$ par an, contre 29 \$ au Texas. Bien qu'intéressant à première vue, le transfert de ces résultats pose un certain nombre de difficultés :

- Doit-on agréger ces résultats par ménage pour l'ensemble du Québec ou pour les ménages des régions physiquement concernées par les activités de développement ou pour les ménages des territoires décrits dans les scénarios du premier chapitre?
- Doit-on considérer que les règlements et pratiques de l'industrie dans les États considérés et au Québec sont équivalents ou existe-t-il des mesures de réduction des risques déjà en place différentes?

En considérant la population du territoire du scénario 5, il existe environ 1,15 million de ménages dans la zone d'étude (mais cette population est réduite à environ 564 000 ménages si on exclut les ménages de Laval et Montréal qui seront vraisemblablement moins affectés par le développement des gaz de shale). En transférant les résultats obtenus par Siikamäki et Krupnick (2013), on obtient une fourchette de 33 à 45 M\$ par an pour la réduction du risque sur les eaux souterraines et de 10 à 42 M\$ par an pour la qualité de l'eau de surface. Enfin, on peut remarquer qu'une étude similaire serait envisageable au Québec, afin de mieux tenir compte des enjeux régionaux et de mieux répondre aux besoins des décideurs.

Impact sur la qualité de l'air

La valeur économique de l'impact sur la qualité de l'air a été établie en s'appuyant sur les travaux de Litowitz et al. (2013). Ces auteurs ont estimé des coûts liés aux émissions de NOx, d'émissions de particules, etc. au cours des différentes activités liées à la mise en valeur des gaz de shale. Ces auteurs proposent des ordres de grandeur de 1 380 \$US à 3 160 \$US par puits pour les activités de transport, de forage et de fracturation, puis des coûts de 4,50 à 25,60 \$US/Mpi³, lors des activités de production et au niveau des stations de compression. Ces résultats sont intégrés dans le chiffrer permettant de calculer l'ensemble des coûts et avantages.

Coût social des émissions de gaz à effet de serre

Bilan des émissions de gaz à effet de serre

Dans le cadre du développement de la filière des gaz de shale, les émissions de gaz à effet de serre se produisent tout au long du cycle de vie et, plus particulièrement, lors de la phase de projet-pilote/développement. En effet, cette phase comprend les

activités de fracturation permettant de libérer le gaz contenu dans le shale et qui occasionnent des émissions fugitives. Ainsi, selon les résultats de l'étude réalisée par Roy et al. (2013) pour le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCES), cette étape « est responsable de 80 % des émissions de GES, alors que les étapes d'exploration et de production sont toutes deux responsables de près de 10 % des émissions de GES. Nous nous référerons notamment à ces travaux de Roy et al. pour le bilan des GES.

Dans le cadre de ce rapport, Roy et al. comparent quatre options de production et de taux d'émissions fugitives pour déterminer des ordres de grandeur du bilan GES d'un site de gaz de shale :

- Production à petite échelle au Québec :
 - avec de « faibles » émissions fugitives (1 %);
 - avec des émissions fugitives « élevées » (3 %);
- Production à grande échelle au Québec :
 - avec de « faibles » émissions fugitives (1 %);
 - avec des émissions fugitives « élevées » (3 %).

Les scénarios de production à petite et grande échelles correspondent, dans les grandes lignes, aux scénarios repris dans le cadre de la présente étude (voir sections 3.2.2 et 3.2.3)²³. La prise en compte de différents taux d'émissions fugitives permet d'illustrer l'impact de ce facteur, qui fait l'objet d'importants débats scientifiques, discutés plus en détail dans Roy et al. (2013), ainsi que McCollough (2013).

Tableau 4.3 Paramètres retenus pour les émissions de GES, en milliers de tonnes de CO₂ équivalents

Bilan de GES par puits			
Scénario à petite échelle		Scénario à grande échelle	
Taux d'émissions fugitives 1 %	Taux d'émissions fugitives 3 %	Taux d'émissions fugitives 1 %	Taux d'émissions fugitives 3 %
33 228	80 030	28 395	67 424

Source : Adapté de Roy et al. (2013)

23 Remarquons que Roy et al. (2013) considèrent huit puits en activité par site alors que nos scénarios n'en considèrent que six. Toutefois, le nombre de fracturations par site est le même dans les deux études (c.-à-d. 96 fracturations, soit 6 en phase d'exploration et 90 en phase d'exploitation).

À la lumière de ce tableau, il est possible de constater que le taux d'émissions fugitives retenus affecte sensiblement le bilan GES par puits. Par ailleurs, Roy et al. (2013) concluent que les scénarios à grande échelle ont apparemment un bilan GES par site moindre que ceux à petite échelle, dans la mesure où la productivité des puits considérée dans les premiers est plus faible que dans les seconds. Il en découle donc des émissions fugitives moins importantes, pour un taux d'émission fugitive donné, comme on peut l'observer au tableau 4.3.

Tableau 4.4 Estimation du niveau maximal des émissions de GES, en millions de tonnes de CO₂ équivalents

Bilan GES maximal pour la filière gaz de shale au Québec			
Scénario à petite échelle		Scénario à grande échelle	
Taux d'émissions fugitives 1 %	Taux d'émissions fugitives 3 %	Taux d'émissions fugitives 1 %	Taux d'émissions fugitives 3 %
11,6 (2019)	27,9 (2019)	59,7 (2024)	141,7 (2024)

Source : Adapté de Roy et al. (2013)

Sur la base des données du tableau 4.3 et des scénarios de déploiement de la filière des gaz de shale, le niveau des émissions annuelles de GES atteindrait donc un pic en 2019 dans le scénario à petite échelle et en 2024 selon le scénario à grande échelle. Selon le taux d'émissions fugitives retenus (soit 1 % ou 3 %), ce pic serait compris entre 11,6 et 27,9 Mt de CO₂ dans le scénario à petite échelle et entre 59,7 et 141,7 Mt dans le scénario à grande échelle.

Ces résultats sont sensiblement différents de ceux de McCollough (2013). Ce dernier obtient pour le scénario à petite échelle un niveau d'émissions maximales variant de 2,3 Mt tonnes à 9,1 Mt, selon que le taux d'émissions fugitives retenu soit de 1 % ou 4 %. Ceci s'explique notamment par le fait qu'il ne considère que les émissions fugitives et non l'ensemble des activités liées au cycle de vie d'un projet de gaz de shale. Or, il est indéniable que le développement de la filière des gaz de shale ne se résume pas à ce seul phénomène et engendrerait d'autres émissions, liés au transport des intrants, à la consommation d'énergie, etc. qui n'existeraient pas en l'absence de développement de la filière. Pour cette raison, les résultats de Roy et al. (2013) ont été retenus pour la présente analyse.

Coût social du carbone

Jusqu'à présent, Environnement Canada reprend les données du US Environmental Protection Agency pour déterminer le coût social du carbone utilisé pour les analyses avantages-coûts au Canada. Plus particulièrement, la valeur du coût social du carbone utilisée par Environnement Canada (2012) s'établit à 28,50 \$ par tonne de CO₂ et traduit la valeur du CSC déterminée par le regroupement inter-agence américain (IWGSCC) en 2010, comprenant notamment l'US Environmental

Protection Agency (EPA). Le gouvernement américain a toutefois annoncé, en mai 2013, une révision importante de son évaluation du coût social du carbone qui a conduit l'EPA à augmenter d'environ 50 % ses estimations du CSC, dans le cas de base (c.-à-d. avec un taux d'actualisation de 3 %). Environnement Canada évalue actuellement la prise en compte de cette nouvelle valeur au niveau des politiques publiques canadiennes.

Dans la mesure où la pratique canadienne a jusqu'à présent été d'adopter la valeur proposée par l'EPA, l'orientation retenue dans la présente étude est d'utiliser aussi la nouvelle valeur annoncée par l'US EPA, soit environ 46 \$ par tonne de CO₂.

La prise en compte des coûts liés aux émissions de GES est un enjeu particulièrement important dans le cadre de l'AAC car il affecte significativement les résultats et fait apparaître les autres enjeux environnementaux comme mineurs, lorsque des valeurs monétaires sont attribuées. Cette prise en compte soulève cependant plusieurs débats, considérant :

- Le niveau des émissions fugitives considéré, qui affecte le bilan carbone de façon marquée;
- Les éventuelles avancées technologiques qui permettraient à l'industrie de réduire ces émissions;
- Les outils économiques (marché du carbone, redevances, etc.) qui permettraient d'internaliser ce coût mais dont l'application semble difficile pour l'instant (McCollough, 2013).

Pertes de biens et services écosystémiques

Les différents aménagements et constructions liés au développement de la filière des gaz de shale sont susceptibles de perturber l'habitat pour différentes espèces, mais aussi les fonctions de certains écosystèmes. Ces perturbations peuvent conduire à une réduction des services rendus par ces écosystèmes et, par conséquent, des pertes économiques pour la population. En effet, bien que les promoteurs compensent les propriétaires fonciers pour l'utilisation de leur terrain par le versement de loyer ou de compensations, ces montants prennent en compte généralement les seules valeurs marchandes liés à la perte d'usage (par exemple, la perte d'une surface de terre cultivée, ou la perte de bois sur pied pour les boisés).

Dans le cadre de la présente analyse, les données du CIRAIG (2012) ont été reprises pour estimer que chaque site utilisait environ un hectare de terrain au cours du cycle de vie du projet. L'hypothèse que les sites étaient situés pour un tiers en milieu forestier et pour un tiers en milieu agricole a également été posée. Enfin, les

valeurs moyennes des biens et services écosystémiques supportés par un hectare-type de milieu forestier et un hectare-type de milieu agricole dans le sud du Québec, telles que calculées par Dupras et al. in Ouranos (2013), ont été reprises.

Notons cependant que ces estimations ne tiennent pas compte d'éléments importants :

- Les enquêtes et outils d'évaluations économiques de la biodiversité prennent actuellement mal en compte l'enjeu de la connectivité et de la perte de connectivité des habitats naturels et tendent à produire des valeurs par hectare ou par ménage qui négligent cette dimension;
- Or, les études réalisées jusqu'à présent sur l'impact du développement du gaz de shale en Pennsylvanie mettent en évidence une augmentation de la fragmentation des milieux naturels due au développement de la filière des gaz de shale;
- L'approche par agrégation de l'impact des pertes économique liées à chaque site individuel est limitée puisqu'elle omet la question des impacts cumulatifs et de la fragmentation de l'habitat, liée notamment aux infrastructures et travaux connexes au développement de la filière des gaz de shale (construction de nouvelles routes et chemins d'accès, installations de réseaux d'aqueducs, fragmentation des habitats, etc.).

4.3 Valeur privée et valeur sociale de l'exploitation du gaz de schiste au Québec

À partir des données et hypothèses retenues aux sections précédentes, il est possible d'évaluer la valeur privée et la valeur sociale de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

La valeur privée se définit comme étant la valeur actualisée nette (VAN) des profits après impôts pour l'industrie sur une période de 35 ans, soit la période utilisée pour l'AAC. Dans le cadre de la présente analyse, elle correspond à la VAN des :

Recettes (prix x volume) – Coûts (coûts d'investissement, coûts variables, redevances d'exploitation, redevances de l'utilisation de l'eau, coûts du contrôle de la qualité de l'eau, ainsi que les impôts)

Pour ce qui est de la valeur sociale, elle se définit comme étant la VAN des avantages nets / coûts nets (avantages moins les coûts et les externalités) que recevrait la société québécoise conséquemment à l'exploitation du gaz de schiste au Québec. Dans le cadre de la présente analyse, elle correspond à la VAN de :

Part des profits après impôts des entreprises québécoises + redevances d'exploitation + impôts - externalité (coût sociétal du carbone, qualité de l'air, valeur écosystémique)

Il est à noter que l'estimation de la valeur sociale pour le Québec n'a de sens que si la valeur privée est positive. En effet, une valeur privée négative signifie qu'il n'est pas rentable à partir des hypothèses utilisées de procéder à l'exploitation des gaz de schiste au Québec. Conséquemment, l'interprétation de la valeur sociale se veut un exercice futile dans la mesure où il n'y aurait pas d'industrie exploitante.

Dans ce contexte, lors de la présentation des résultats au chapitre suivant, lorsque la valeur privée d'un scénario est négatif, un prix cible de gaz donnant une valeur privée actualisée de zéro sera estimé, de manière à pouvoir interpréter la valeur sociale de ce scénario en considérant qu'il est rentable pour l'industrie.

5. PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

5.1 Limites et contraintes de l'analyse avantages-coûts

En préambule à la présentation des résultats, il convient de rappeler certaines des limites et contraintes rencontrées pour la réalisation de cette AAC afin de mieux en interpréter les résultats.

Tout d'abord, il importe de souligner que la présente analyse n'a pu bénéficier entièrement des études complémentaires menées en parallèle par la Comité d'ÉES. Ainsi, les études EC2-1 et EC2-2, portant respectivement sur les détails des coûts privés, publics et totaux; et les projections financières pro forma d'un projet type de gaz de schiste, incluant la phase de fermeture et suivi n'ont pas été disponibles. De la même façon, l'étude EC3-1 portant sur les retombées économiques, notamment en termes de créations d'emplois, et l'étude EC2-5 portant sur les externalités étaient incomplètes ou disponibles tardivement dans le processus de réalisation de l'AAC. Le manque de données détaillées des coûts pour la phase d'exploitation a nécessité des hypothèses importantes. En effet, selon les données fournies, les coûts incluaient les baux fonciers, les compensations aux résidents et les coûts de fermeture. Toutefois, il est difficile de valider cette information qui provient de l'industrie.

Par ailleurs, il a été constaté certaines divergences entre les données exogènes relatives à la description du projet-type et des scénarios de développement, tels que formulés à travers différentes études réalisées pour le Comité ÉES. Ces divergences ont une importance particulière dans le cadre de la présente étude dans la mesure où l'AAC vise en pratique à comparer sous une unité commune (c.-à-d. sous forme monétaire), tous les impacts économiques et environnementaux d'un projet. Le tableau 5.1 rapporte les différentes valeurs retenues dans les études ayant servi d'intrant à la présente AAC pour les données exogènes relatives à la définition du projet-type et des scénarios. La dernière ligne représente les valeurs retenues pour la présente étude.

Dans les faits, il importe que le projet/scénario soit défini de la même façon lorsque les différents enjeux environnementaux (ex. impacts sur l'eau, sur les émissions de gaz à effet de serre, etc.) et économiques (coûts privés, coûts sociaux) sont évalués individuellement, pour ensuite les intégrer de façon cohérente dans l'AAC. En effet, ces différences ont des conséquences sur les coûts éventuels supportés par la collectivité québécoise ou les promoteurs de projets, et donc sur les résultats de l'analyse avantages-coûts, indépendamment des valeurs monétaires associées aux différents types d'impacts ou à la rentabilité éventuelle des projets.

Tableau 5.1 Synthèse des données exogènes selon différents livrables du plan de travail du Comité ÉES

Sources	Nombre de puits par site	Phase exploration / fracturations	Phase de développement / Nombre de fracturation par puits	Quantité d'eau utilisée	Volume de fluide injecté par fracturation	Durée de vie d'un puits	Production totale moyenne de gaz par puits
CIRAIG 2012.	6 à 10	2 puits / 6 fracturations, à raison de 2 000 m ³ par fracturation en moyenne. Boues de forage : 325 m ³ d'eau	12 à 15 fracturations par puits	Le fluide de fracturation est composé à 90 % d'eau, 9,5 % de sable et de 0,5 % d'additifs chimiques.	Min : 877 m ³ Max : 3 377m ³ Moy. 1 670 m ³ (données pour 14 puits québécois)	Moy. : 15 ans Min : 3 ans Max : 50 ans	3 Gpi ³ de gaz
CÉES, 2012. <i>Rapport P1.</i>	2 en exploration, 6 en exploitation	2 puits / 4 fracturations par puits (Cf. tableau 2 p. 4 du document source)	15 fracturations par puits	-	-	25 ans	3 Gpi ³ de gaz - scénario 3; 2,5 Gpi ³ de gaz - scénario 5
Roy et al. – CIRAIG 2013. Rapport EC2-3	8 puits par site – 166 sites 8 puits par site – 1 500 sites	2 puits d'exploration amenés ensuite au niveau de production	6 puits développés – 12 fracturations par puits, donc 96 fracturations ((6+2) X 12)	Le fluide de fracturation est composé à 90 % d'eau.	Min : 877 m ³ Max : 3 377 m ³ Moy. 1 670 m ³	25 ans	3 Gpi ³ de gaz - scénario 3 2,5 Gpi ³ de gaz – scénario 5
Gangbazo G. (2013) Rapport EC1-1.	6		Valeur retenue de 8		13 685 m ³ d'eau par puits		
Cyr et al. (2013). Rapport E2-2.	6				Valeur reprise de Gangbazo (2013), donc 13 685 m ³ d'eau par puits		
Consortium GENIVAR- AGECO-J.T. Bernard	6		15 fracturations par puits	Le fluide de fracturation est composé à 90 % d'eau.	Min : 877 m ³ Max : 3 377m ³ Moy. 1 670m ³	25 ans	3 Gpi ³ de gaz - scénario 3 2,5 Gpi ³ de gaz – scénario 5

5.2 Présentation des résultats pour les scénarios de référence (scénarios 3 et 5)

Le scénario de référence est établi pour les deux hypothèses de déploiement de puits de gaz de schiste (scénarios 3 et 5). Les principales variables utilisées sont :

- Le prix – Prévisions de l'EIA 2013 (scénario de référence)
- Les coûts fixes (5,75 M\$) – EES
- Les coûts variables (1,40 \$/kp³) – EES
- Le taux combinés d'imposition des entreprises – 29,6 %
- La redevance en eau (0,07 \$/M³) – MDDEFP
- Les coûts de monitoring de l'eau (128 000 \$ en t₀ + 98 000 \$ entre t₅ et t₁₀) – MDDEFP
- Le coût social du carbone (48 \$ par tonne CO₂ en 2014 croissant jusqu'à 91 \$ en 2049) – USPA
- La provenance des capitaux – 75 % ext. Québec
- Les impacts sur la qualité air (1 702 \$ par puits et 6 \$/mp³) – Litovitz et al. 2013
- La perte d'écosystèmes (2 307 \$ par site par année) – Ouranos 2013
- Le taux d'actualisation privé – 10 %
- Le taux d'actualisation public – 6,5 %

Selon les scénarios de référence, les deux hypothèses de déploiement de puits de gaz de schiste au Québec ne sont pas rentables, tant pour le secteur privé que pour la société québécoise.

Les tableaux 5.2 et 5.3 résument les principaux résultats issus du scénario 3. On constate qu'en utilisant les paramètres de référence, la valeur nette privée actualisée (VAN) accuse une perte de 983,8 M\$. Conséquemment, à partir des données et hypothèses utilisées, le secteur privé ne cherchera pas à exploiter le gaz de schiste à ce niveau de prix. Dans ce contexte, il n'y aura pas d'exploitation et ainsi pas de bénéfices sociaux positifs et d'externalités négatives.

Cependant, si le prix devait atteindre 6,76 \$/kp³ en dollars de 2012 pour la période à l'étude, ceci permettrait au secteur privé d'atteindre une VAN nulle à un rendement de 10 %. Dans ce contexte, l'exploitation du gaz de schiste engendrerait un bénéfice de 3,36 milliards de dollars pour la société québécoise mais générerait,

en contrepartie, des externalités de 1,39 milliard de dollars. Somme toute, la VAN pour la société découlant de l'exploitation du schiste québécois atteindrait 1,97 milliard de dollars pour la période 2014-2049. À elles seules, les redevances d'exploitation représentent près de 75 % des bénéfices totaux pour la société québécoise et s'avèrent plus élevées que le total de toutes les externalités considérées. La source des externalités la plus importante provient des coûts sociétaux du carbone qui représentent 99 % des coûts liés aux externalités (tableau 5.3).

Tableau 5.2 Principaux résultats - scénario 3

Scénario 3		
Scénario de référence	Référence	Prix cible
Valeur nette privée	(983 814 280 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	990 802 556 \$	3 357 159 659 \$
Externalités	(1 387 408 711 \$)	(1 387 408 711 \$)
Valeur sociale nette	(396 606 155 \$)	1 969 750 948 \$
Prix cible	6,757 \$/kp ³	-

Tableau 5.3 Principaux résultats désagrégés pour la valeur sociale - scénario 3

Scénario 3	
Scénario de référence - Valeur privée = 0	
Valeur sociale avant externalités	
Redevances d'exploitation	2 451 395 544 \$
Impôts	732 359 870 \$
Part des profits après impôts au QC	173 404 245 \$
Sous-total	3 357 159 659 \$
Externalités	
Coût sociétal du carbone	(1 373 695 496 \$)
Qualité de l'air	(9 895 980 \$)
Biens et services écosystémiques	(3 817 235 \$)
Sous-total	(1 387 408 711 \$)
TOTAL	1 969 750 948 \$

L'exploitation du schiste québécois selon le scénario 5 de déploiement et en utilisant les valeurs de références pour l'évaluation des coûts et des bénéfices démontre les pertes qui seraient encourues par l'industrie privée. Conséquemment, selon les paramètres actuels, il n'y aurait tout simplement pas d'industriels intéressés à investir dans l'exploitation du schiste québécois (tableau 5.4).

Tableau 5.4 Principaux résultats - scénario 5

Scénario 5		
Scénario de référence	Référence	Prix cible
Valeur nette privée	(4 617 157 235 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	5 379 078 692 \$	21 612 000 922 \$
Externalités	(8 726 381 130 \$)	(8 726 381 130 \$)
Valeur sociale nette	(3 347 302 438 \$)	12 885 619 792 \$
Prix cible	7,842 \$ /kp ³	-

Tableau 5.5 Principaux résultats désagrégés pour la valeur sociale - scénario 5

Scénario 5	
Scénario de référence - Valeur privée = 0	
Valeur sociale avant externalités	
Redevances d'exploitation	16 099 827 995 \$
Impôts	4 448 540 901 \$
Part des profits après impôts au QC	1 063 632 025 \$
Sous-total	21 612 000 922 \$
Externalités	
Coût sociétal du carbone	(8 647 705 947 \$)
Qualité de l'air	(55 060 362 \$)
Biens et services écosystémiques	(23 614 822 \$)
Sous-total	(8 726 381 130 \$)
TOTAL	12 885 619 791 \$

Cependant, si le prix devait atteindre 7,84 \$/kp³ pour la période à l'étude, l'exploitation selon le scénario 5 serait rentable. Selon ce scénario de prix, le bénéfice social pour le Québec atteindrait 21,6 milliards de dollars pour des externalités de 8,7 milliards de dollars. À ce prix, la VAN pour la société québécoise atteindrait 12,9 milliards de dollars (tableau 5.5).

5.3 Analyse de sensibilité des résultats

5.3.1 Analyse de scénarios extrêmes

Le tableau suivant (Tableau 5.6) présente les données utilisées pour réaliser une analyse de sensibilité selon le meilleur et le pire scénario d'exploitation du gaz de schiste au Québec.

Tableau 5.6 Variables utilisées pour le meilleur et le pire scénario

Variables	Scénario		Référence
	Meilleur	Pire	
Prix du gaz \$/kp ³	3,32 \$ - 8,6 \$	3,13 \$ - 7,36 \$	3,18 \$ - 7,99 \$
Coûts fixes	-5 %	+5 %	+0 %
Coûts variables	-5 %	+5 %	+0 %
Coût social carbone	15 \$	140 \$	49 \$
Volume pour fracturation	800 m ³	46 000 m ³	20 000 m ³
Redevance eau	0 \$/km ³	0,07 \$/km ³	0,15 \$/km ³
Émissions fugitives GES (scénario 3)	33 228	80 030	33 228
Émissions fugitives GES (scénario 5)	28 395	67 424	28 395

L'intégration des données du meilleur scénario dans le modèle démontre que tant pour le scénario 3 que le scénario 5, la valeur privée est négative, à -392 millions pour le premier et à -1,15 milliard pour le second. Conséquemment, même en utilisant les scénarios les plus optimistes du modèle, l'exploitation privée n'aurait pas lieu et conséquemment il n'y aurait pas lieu de s'intéresser à la valeur sociale pour le Québec (tableau 5.7).

Tableau 5.7 Principaux résultats du meilleur scénario

Meilleur scénario		
Principaux résultats	Scénario 3	Scénario 5
Valeur nette privée	(391 588 503 \$)	(1 148 643 397 \$)
Valeur sociale Québec (avant externalités)	1 491 138 847 \$	8 701 234 683 \$
Externalités	(412 424 404 \$)	(2 601 845 688 \$)
Valeur sociale nette	1 078 714 443 \$	6 099 388 995 \$
Prix	3,32 \$ - 8,6 \$	3,32 \$ - 8,6 \$

Conséquemment, afin d'évaluer les externalités selon le meilleur et le pire scénario, des prix cibles visant à faire en sorte que la valeur privée soit égale à zéro, ce qui rend l'exploitation rentable, ont été utilisés.

Meilleur scénario - scénario 3

En utilisant les paramètres du meilleur scénario, on constate que le prix cible chute de 6,76 \$ à 6,39 \$ pour l'atteinte de la rentabilité du secteur privé (tableau 5.8). Ceci a comme effet de diminuer les profits ainsi que les redevances. Néanmoins, la valeur nette sociale augmente, de 1,97 milliard de dollars à 2,72 milliards de dollars principalement en raison de la diminution massive des coûts sociétaux du carbone qui compensent la baisse des recettes fiscales.

Tableau 5.8 Principaux résultats désagrégés du meilleur scénario - scénario 3

Scénario 3		
Meilleur scénario		Référence
Prix cible	6,39 \$	6,76 \$
Valeur sociale avant externalités		
Redevances d'exploitation	2 266 929 928 \$	2 451 395 544 \$
Impôts	697 102 185 \$	732 359 870 \$
Part des profits après impôts au QC	165 480 943 \$	173 404 245 \$
Sous-total	3 129 513 055 \$	3 357 159 659 \$
Externalités		
Coût sociétal du carbone	(398 711 189 \$)	(1 373 695 496 \$)
Qualité de l'air	(9 895 980 \$)	(9 895 980 \$)
Biens et services écosystémiques	(3 817 235 \$)	(3 817 235 \$)
Sous-total	(412 424 404 \$)	(1 387 408 711 \$)
TOTAL	2 717 088 652 \$	1 969 750 948 \$

Meilleur scénario - scénario 5

Comme dans l'exemple précédent, on constate que le prix cible chute, passant de 7,84 \$ à 7,40 \$ (tableau 5.9). Ceci a comme effet de diminuer les profits ainsi que les redevances. Néanmoins, la valeur nette sociale augmente de 12,9 milliards de dollars à 17,5 milliards de dollars principalement en raison de la diminution massive des coûts sociétaux du carbone qui compensent la baisse des recettes fiscales.

Tableau 5.9 Principaux résultats désagrégés du meilleur scénario - scénario 5

Scénario 5		
	Meilleur scénario	Référence
Prix cible	7,40 \$	7,84 \$
Valeur sociale avant externalités		
Redevances d'exploitation	14 832 729 627 \$	16 099 827 995 \$
Impôts	4 235 535 920 \$	4 448 540 901 \$
Part des profits après impôts au QC	1 015 647 644 \$	1 063 632 025 \$
Sous-total	20 083 913 191 \$	21 612 000 922 \$
Externalités		
Coût sociétal du carbone	(2 523 170 504 \$)	(8 647 705 947 \$)
Qualité de l'air	(55 060 362 \$)	(55 060 362 \$)
Biens et services écosystémiques	(23 614 822 \$)	(23 614 822 \$)
Sous-total	(2 601 845 688 \$)	(8 726 381 130 \$)
TOTAL	17 482 067 503 \$	12 885 619 791 \$

Pire scénario - scénario 3

Comme démontré précédemment, même en utilisant le meilleur scénario, les paramètres du modèle démontrent la non-rentabilité de l'exploitation des gaz de schiste pour l'entreprise privée. Conséquemment, en utilisant le pire scénario, l'exploitation devient encore moins rentable ce qui fait en sorte que les prix pour atteindre la rentabilité pour l'entreprise privée sont encore plus élevés.

Ainsi, le prix cible pour atteindre l'équilibre grimpe de 6,76 \$ à 7,14 \$, ce qui a comme conséquence d'augmenter modestement la valeur sociale avant externalités. De plus, les coûts sociétaux du carbone, stimulé par l'augmentation des émissions fugitives et le prix viennent rendre dorénavant socialement non rentable l'exploitation des gaz de schiste, et ce, même lorsque le prix en justifie l'exploitation privée (tableau 5.10).

Tableau 5.10 Principaux résultats désagrégés du pire scénario - scénario 3

Scénario 3		
	Pire scénario	Référence
Prix cible	7,14 \$	6,76 \$
Valeur sociale avant externalités		
Redevances d'exploitation	2 645 725 311 \$	2 451 395 544 \$
Impôts	766 815 757 \$	732 359 870 \$
Part des profits après impôts au QC	181 324 258 \$	173 404 245 \$
Sous-total	3 593 865 327 \$	3 357 159 659 \$
Externalités		
Coût sociétal du carbone	(9 797 765 081 \$)	(1 373 695 496 \$)
Qualité de l'air	(9 895 980 \$)	(9 895 980 \$)
Biens et services écosystémiques	(3 817 235 \$)	(3 817 235 \$)
Sous-total	(9 811 478 296 \$)	(1 387 408 711 \$)
TOTAL	(6 217 612 969 \$)	1 969 750 948 \$

Pire scénario - scénario 5

Comme dans l'exemple précédent, le tableau 5.11 démontre l'effet à la hausse sur le prix cible, par rapport au scénario de référence de l'utilisation du pire scénario, le faisant passer de 7,84 \$ à 8,29 \$. On constate ainsi une augmentation des montant de redevances, impôts et profits par rapport au scénario de référence (+1,6 G\$). Cependant, l'augmentation majeure des couts sociétaux du carbone (+53 G\$) font chuter à -38,5 milliards la valeur sociale de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

Tableau 5.11 Principaux résultats désagrégés du pire scénario, scénario 5

	Scénario 5	
	Pire scénario	Référence
Prix cible	8,29 \$	7,84 \$
Valeur sociale avant externalités		
Redevances d'exploitation	17 442 951 722 \$	16 099 827 995 \$
Impôts	4 655 895 161 \$	4 448 540 901 \$
Part des profits après impôts au QC	1 111 483 591 \$	1 063 632 025 \$
Sous-total	23 210 330 474 \$	21 612 000 922 \$
Externalités		
Coût sociétal du carbone	(61 632 560 309 \$)	(8 647 705 947 \$)
Qualité de l'air	(55 060 362 \$)	(55 060 362 \$)
Biens et services écosystémiques	(23 614 822 \$)	(23 614 822 \$)
Sous-total	(61 711 235 492 \$)	(8 726 381 130 \$)
TOTAL	(38 500 905 018 \$)	12 885 619 791 \$

5.3.2 Analyse sur les prix (scénarios 3 et 5)

Évidemment, les bénéfices pour la société québécoise demeurent théoriques. En effet, que ce soit pour le scénario 3 ou le scénario 5, même en utilisant la fourchette de prix la plus élevée prévue par l'EIA, l'exploitation du gaz de schiste au Québec demeure non rentable pour le secteur privé, mettant dès lors terme à toute activité d'exploitation (tableaux 5.12 et 5.13).

Tableau 5.12 Analyse de sensibilité - Prix, scénario 3

Analyse de sensibilité - Prix	Scénario 3	
	Faible	Élevé
Valeur nette privée	(1 347 470 854 \$)	(615 334 100 \$)
Valeur sociale Québec (avant externalités)	715 280 559 \$	1 360 560 505 \$
Externalités	(1 387 408 711 \$)	(1 387 408 711 \$)
Valeur sociale nette	(672 128 152 \$)	(26 848 206 \$)

Tableau 5.13 Analyse de sensibilité - Prix, scénario 5

Analyse de sensibilité - Prix	Scénario 5	
	Faible	Élevé
Valeur nette privée	(6 730 176 927 \$)	(2 318 775 718 \$)
Valeur sociale Québec (avant externalités)	3 526 389 641 \$	7 866 023 344 \$
Externalités	(8 726 381 130 \$)	(8 726 381 130 \$)
Valeur sociale nette	(5 199 991 489 \$)	(860 357 786 \$)

Comme indiqué précédemment (tableaux 5.2 et 5.4), les avantages de l'exploitation du gaz de schiste au Québec, en utilisant les variables de références, pourrait théoriquement surpasser les coûts si le prix grimpeait à un niveau qui permettrait à l'industrie privée de devenir rentable.

5.3.3 Analyse sur le coût sociétal du carbone (scénarios 3 et 5)

Cependant, lorsqu'on remplace le coût sociétal du carbone de référence par l'estimation élevée du USPA, la situation change radicalement. En effet, bien que le prix soit assez élevé pour justifier les investissements privés dans le secteur, les externalités générées par les émissions de carbone font en sorte de faire basculer la valeur sociale nette dans le négatif, et ce, pour les deux scénarios de déploiement (tableaux 5.14 et 5.15).

Tableau 5.14 Analyse de sensibilité - Coût sociétal du carbone, scénario 3

Analyse de sensibilité Coût social du carbone	Scénario 3		
	Référence	Élevé	Prix cible
Valeur nette privée	(983 814 280 \$)	(983 814 280 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	990 802 556 \$	990 802 556 \$	3 357 159 659 \$
Externalités	(1 387 408 711 \$)	(4 081 689 450 \$)	(4 081 689 450 \$)
Valeur sociale nette	(396 606 155 \$)	(3 090 886 894 \$)	(724 529 791 \$)
Prix cible	-	6,757 \$/kp ³	-

Tableau 5.15 Analyse de sensibilité - Coût sociétal du carbone, scénario 5

Analyse de sensibilité Coût social du carbone	Scénario 5		
	Référence	Élevé	Prix cible
Valeur nette privée	(4 617 157 235 \$)	(4 617 157 235 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	5 379 078 692 \$	5 379 078 692 \$	21 612 000 922 \$
Externalités	(8 726 381 130 \$)	(26 034 663 407 \$)	(26 034 663 407 \$)
Valeur sociale nette	(3 347 302 438 \$)	(20 655 584 715 \$)	(4 422 662 485 \$)
Prix cible	-	7,842 \$/kp ³	-

5.3.4 Analyse sur l'estimation des émissions fugitives (scénarios 3 et 5)

Les estimations d'émissions fugitives par puits varient de manière importante (33 228 t à 67 924 t), comme démontré dans la précédente section (tableau 4.2). Tout comme dans le scénario de référence, l'utilisation de l'indicateur le plus élevé en termes d'émission fugitives ne change rien en termes de rentabilité pour les entreprises qui désireraient exploiter le schiste québécois. L'exploitation selon les prix utilisés n'est pas rentable.

Cependant, en utilisant le prix cible qui permettrait l'exploitation du schiste par le secteur privé en générant des profits et en utilisant les estimations les plus élevées en matière d'émissions fugitives, l'exploitation du gaz de schiste présente malgré tout une valeur sociale positive selon les deux scénarios de déploiement (tableaux 5.16 et 5.17).

Tableau 5.16 Analyse de sensibilité - Émissions fugitives, scénario 3

Scénario 3			
Analyse de sensibilité	Référence	Élevé	Prix cible
Émissions fugitives			
Valeur nette privée	(983 814 280 \$)	(983 814 280 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	990 802 556 \$	990 802 556 \$	3 357 159 659 \$
Externalités	(1 387 408 711 \$)	(3 322 273 782 \$)	(3 322 273 782 \$)
Valeur sociale nette	(396 606 155 \$)	(2 331 471 226 \$)	34 885 877 \$
Prix cible	-	6,757 \$ / kp ³	-

Tableau 5.17 Analyse de sensibilité - Émissions fugitives, scénario 5

Scénario 5			
Analyse de sensibilité	Référence	Élevé	Prix cible
Émissions fugitives			
Valeur nette privée	(4 617 157 235 \$)	(4 617 157 235 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	5 379 078 692 \$	5 379 078 692 \$	21 612 000 922 \$
Externalités	(8 726 381 130 \$)	(26 034 663 407 \$)	(20 612 675 034 \$)
Valeur sociale nette	(3 347 302 438 \$)	(20 655 584 715 \$)	999 325 888 \$
Prix cible	-	7,842 \$ / kp ³	-

5.3.5 Analyse sur la provenance des capitaux (scénarios 3 et 5)

L'analyse de la provenance des capitaux revêt une importance particulière dans l'analyse avantages-coûts. Elle permet de quantifier la part des profits (ou pertes) qui demeureront dans la société québécoise ou fuiront vers l'étranger. Conséquemment, plus la part de capitaux locaux sera élevée plus un projet rentable sera bénéfique et plus un projet déficitaire sera néfaste en termes économiques. Le scénario de référence utilise une proportion de 25 % de capitaux québécois.

En utilisant l'hypothèse que tous les capitaux proviennent de l'extérieur, on constate que la valeur sociale nette, bien que négative, est supérieure à celle du scénario de référence. Les pertes sont évacuées de la valeur sociale pour le Québec.

Lorsque l'on utilise le prix cible permettant à l'industrie de se déployer, on constate que la valeur sociale nette est inférieure pour les deux scénarios à l'étude par rapport aux hypothèses de référence. Ceci s'explique par le fait que la totalité des profits fuient à l'étranger (tableaux 5.18 et 5.19).

Tableau 5.18 Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux (extérieurs), scénario 3

Scénario 3			
Analyse de sensibilité Provenance des capitaux	Référence	100 % hors Québec	Prix cible
Valeur nette privée	(983 814 280 \$)	(983 814 280 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	990 802 556 \$	1 121 116 019 \$	4 058 812 693 \$
Externalités	(1 387 408 711 \$)	(1 387 408 711 \$)	(1 387 408 711 \$)
Valeur sociale nette	(396 606 155 \$)	(266 292 692 \$)	2 671 403 982 \$
Prix cible	-	6,757 \$ / kp ³	-

Tableau 5.19 Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux (extérieurs), scénario 5

Scénario 5			
Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux	Référence	100 % hors Québec	Prix cible
Valeur nette privée	(4 617 157 235 \$)	(4 617 157 235 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	5 379 078 692 \$	5 989 160 617 \$	20 548 368 896 \$
Externalités	(8 726 381 130 \$)	(8 726 381 130 \$)	(8 726 381 130 \$)
Valeur sociale nette	(3 347 302 438 \$)	(2 737 220 513 \$)	11 821 987 766 \$
Prix cible	-	7,842 \$ /kp ³	-

Le scénario inverse est constaté lorsque l'on pose comme hypothèse que les capitaux proviennent en totalité du Québec. Selon ce postulat, les hypothèses de référence concluent à une valeur sociale nette inférieure à celle observée dans les tableaux 5.20 et 5.21.

Selon cette même logique, lorsque le prix atteint un niveau suffisant pour que l'industrie se développe, le fait que tous les capitaux proviennent du Québec fait en sorte que les profits sont intégralement ajoutés à la valeur sociale du Québec augmentant ainsi les bénéfices pour l'économie québécoise. Conséquemment, avec un niveau suffisant de prix, la valeur sociale nette est plus élevée lorsque 100 % des capitaux proviennent du Québec par rapport au 25 % attribués dans le scénario de référence.

Tableau 5.20 Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux (local), scénario 3

Scénario 3			
Analyse de sensibilité Provenance des capitaux	Référence	100 % Québec	Prix cible
Valeur nette privée	(983 814 280 \$)	(983 814 280 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	990 802 556 \$	599 862 169 \$	3 877 372 393 \$
Externalités	(1 387 408 711 \$)	(1 387 408 711 \$)	(1 387 408 711 \$)
Valeur sociale nette	(396 606 155 \$)	(787 546 542 \$)	2 489 963 682 \$
Prix cible	-	6,757 \$/kp ³	-

Tableau 5.21 Analyse de sensibilité - Provenance des capitaux (local), scénario 5

Scénario 5			
Analyse de sensibilité Provenance des capitaux	Référence	100 % Québec	Prix cible
Valeur nette privée	(4 617 157 235 \$)	(4 617 157 235 \$)	0 \$
Valeur sociale Québec (avant externalités)	5 379 078 692 \$	3 548 832 916 \$	24 802 896 998 \$
Externalités	(8 726 381 130 \$)	(8 726 381 130 \$)	(8 726 381 130 \$)
Valeur sociale nette	(3 347 302 438 \$)	(5 177 548 214 \$)	16 076 515 868 \$
Prix cible	-	7,842 \$/kp ³	-

5.3.6 Analyse selon le taux social d'escompte social

L'analyse de sensibilité en fonction du taux d'escompte social n'a pas d'influence sur la rentabilité privée des projets. Ainsi, comme constaté précédemment, il est nécessaire d'utiliser des prix cibles permettant d'atteindre la rentabilité privée afin de pouvoir évaluer d'éventuelles externalités.

Analyse de sensibilité, taux social d'escompte, scénario 3

Faire passer le taux social d'escompte de 6,5 % à 3 % a comme conséquence d'augmenter la valeur sociale nette actualisée. Ainsi, en diminuant le taux social d'escompte, la valeur actualisée nette passe de 1,97 milliard de dollars à 3,1 milliards de dollars pour le scénario 3. Cela représente une augmentation totale de 1,1 milliard. Celle-ci s'explique par une augmentation de la valeur sociale avant externalité de 1,35 milliard et de 228 millions pour les externalités.

Tableau 5.22 Analyse de sensibilité selon le taux social d'escompte, scénario 3

Scénario 3		
Analyse de sensibilité - Taux social d'escompte		Référence
Taux social d'escompte	3 %	6,50 %
Valeur sociale avant externalités		
Redevances d'exploitation	3 119 884 478 \$	2 451 395 544 \$
Impôts	1 071 741 168 \$	732 359 870 \$
Part des profits après impôts au QC	511 065 164 \$	173 404 245 \$
Sous-total	4 702 690 810 \$	3 357 159 659 \$
Externalités		
Coût sociétal du carbone	(1 595 409 062 \$)	(1 373 695 496 \$)
Qualité de l'air	(13 278 386 \$)	(9 895 980 \$)
Biens et services écosystémiques	(6 678 728 \$)	(3 817 235 \$)
Sous-total	(1 615 366 175 \$)	(1 387 408 711 \$)
TOTAL	3 087 324 634 \$	1 969 750 948 \$

Analyse de sensibilité, taux social d'escompte, scénario 5

Comme mentionné précédemment, la diminution du taux d'escompte augmente la valeur sociale nette en utilisant le présent modèle. En diminuant le taux social d'escompte, la valeur actualisée nette passe de 12,9 milliards de dollars à 23,3 milliards de dollars pour le scénario 5. Ceci s'explique par une augmentation de la valeur sociale avant externalité de 13,7 milliards de dollars et une augmentation de 3,25 milliards de dollars pour les externalités. Au total, cela représente une augmentation de 10,4 milliards de la valeur sociale nette.

Tableau 5.23 Analyse de sensibilité selon le taux social d'escompte, scénario 5

Scénario 5		
Analyse de sensibilité - Taux social d'escompte		Référence
Taux social d'escompte	3 %	6,50 %
Valeur sociale avant externalités		
Redevances d'exploitation	24 215 422 915 \$	16 099 827 995 \$
Impôts	7 486 547 391 \$	4 448 540 901 \$
Part des profits après impôts au QC	3 584 302 378 \$	1 063 632 025 \$
Sous-total	35 286 272 683 \$	21 612 000 922 \$
Externalités		
Coût sociétal du carbone	(11 845 517 139 \$)	(8 647 705 947 \$)
Qualité de l'air	(85 698 121 \$)	(55 060 362 \$)
Biens et services écosystémiques	(46 298 900 \$)	(23 614 822 \$)
Sous-total	(11 977 514 160 \$)	(8 726 381 130 \$)
TOTAL	23 308 758 524 \$	12 885 619 791 \$

5.3.7 Synthèse des résultats de l'analyse de sensibilité

Le tableau 5.24 présente une synthèse des résultats de l'analyse de sensibilité. De façon générale, cette analyse fait clairement ressortir l'importance du prix du gaz sur le potentiel de rentabilité. Dans la plupart des scénarios retenus, la valeur sociétale

nette est positive en considérant des prix cibles qui sont nettement au-dessus des niveaux de prix observés ou projetés. Du point de vue environnemental, le coût sociétal du carbone et le coût des émissions fugitives ont également un impact significatif sur le potentiel de rentabilité.

Tableau 5.24 Synthèse des résultats de l'analyse de sensibilité

	Scénario 3	Scénario 5
Scénario de référence	(396 606 155 \$)	(3 347 302 438 \$)
Valeur privé = 0		
Prix cible	6,757 \$/kp ³	7,842 \$ /kp ³
Valeur sociale nette	1 969 750 948 \$	12 885 619 792 \$
Meilleur scénario		
Avec prix de référence	3,32 \$ - 8,6 \$	3,32 \$ - 8,6 \$
Valeur sociale nette	1 078 714 443 \$	6 099 388 995 \$
Avec prix cible	6,39 \$	7,40 \$
Valeur sociale nette	2 717 088 652 \$	17 482 067 503 \$
Pire scénario		
Avec prix cible	7,14 \$	8,29 \$
Valeur sociale nette	(6 217 612 969 \$)	(38 500 905 018 \$)
Prix		
Scénario faible	(672 128 152 \$)	(5 199 991 489 \$)
Scénario élevé	(26 848 206 \$)	(860 357 786 \$)
Coût sociétal du carbone		
Scénario élevé	(3 090 886 894 \$)	(724 529 791 \$)
Scénario élevé – avec prix cible	6,757 \$/kp ³ (724 529 791 \$)	7,842 \$/kp ³ (20 655 584 715 \$)
Émissions fugitives		
Scénario élevé	(2 331 471 226 \$)	(20 655 584 715 \$)
Scénario élevé – avec prix cible	6,757 \$ / kp ³ 34 885 877 \$	7,842 \$ /kp ³ 999 325 888 \$
Provenance des capitaux 100% hors Québec		
Avec prix de référence	(266 292 692 \$)	(2 737 220 513 \$)
Avec prix cible	6,757 \$ / kp ³ 2 671 403 982 \$	7,842 \$ /kp ³ 11 821 987 766 \$
Provenance des capitaux 100 % Québec		
Avec prix de référence	(787 546 542 \$)	(5 177 548 214 \$)
Avec prix cible	6,757 \$/kp ³ 2 489 963 682 \$	7,842 \$/kp ³ 16 076 515 868 \$
Taux social d'escompte		
Taux à 3%	3 087 324 634 \$	23 308 758 524 \$

6. CONCLUSION

L'AAC a permis de démontrer que la pertinence de l'exploitation du gaz de schiste pour la société québécoise dépend de multiples facteurs, des hypothèses utilisées et des externalités considérées.

Du point de vue de l'industrie, les données utilisées pour les coûts d'exploitation, ainsi que celles sur les prix du gaz prévus dans les prochaines années laissent présager que l'exploitation du gaz de schiste est non rentable au niveau privé selon les différents scénarios de développement analysés. Cette situation est principalement attribuable au niveau de prix très bas observé pour le gaz naturel sur les marchés nord-américains, suite à l'accroissement fulgurant de la capacité de production de gaz de schiste aux États-Unis. Or, tel que démontré dans les diverses projections effectuées par l'EIA, il semble très peu probable que les prix du gaz augmentent dans un horizon de 20 à 30 ans. En effet, les spécialistes s'entendent sur le fait que l'offre devrait continuer à augmenter sur le marché nord-américain avec tous les développements envisagés aux États-Unis.

Il faut néanmoins rester prudent quant à l'analyse du potentiel de rentabilité pour le secteur privé. D'une part, les paramètres utilisés dans l'analyse avantages-coûts concernant le niveau de productivité et le coût moyen d'exploitation peuvent dans les faits être très variables, de sorte qu'il est possible que l'industrie gazière démontre un intérêt à l'exploitation, malgré la conjoncture de prix. Il est aussi possible que des améliorations technologiques ou des gains de productivité puissent favoriser une diminution des coûts et améliorer le potentiel de rentabilité. Chose certaine, le prix du marché actuel et prévisible du gaz naturel sur les marchés nord-américains constituent une contrainte importante à la rentabilité.

En regard des paramètres retenus dans le scénario de référence, qui prend en compte les prix projetés par l'EIA, la valeur sociale nette de l'exploitation des gaz de schiste au Québec serait négative, soit de l'ordre de -397 millions de dollars pour le scénario 3 et de -3,3 milliards de dollars pour le scénario 5. En prenant comme hypothèse des prix cibles plus élevés que ceux projetés, soit de 6,76 \$/kp³ pour le scénario 3 et de 7,84 \$/kp³ pour le scénario 5, prix qui permettraient d'atteindre une valeur privé égale à 0, la valeur sociale nette pour le Québec serait positive.

Du point de vue des facteurs environnementaux, le coût sociétal du carbone et le coût des émissions fugitives constituent les deux principales externalités ayant un impact significatif sur les résultats de l'analyse de sensibilité. D'autres facteurs, difficilement quantifiable à ce stade, n'ont pu être pris en compte dans l'analyse et auraient eu comme effet d'accentuer encore davantage l'importance relative des externalités. Parmi ces facteurs, il faut notamment mentionner la valeur des services

écosystémiques.

En regard de ces considérations, il est clair que la conjoncture actuelle et prévisible concernant le prix de gaz naturel constitue une contrainte importante au potentiel de rentabilité de l'exploitation des gaz de schiste au Québec. Dans ce contexte, compte tenu des limitations de l'analyse avantages-coût, des validations touchant certains paramètres clés de l'analyse avantages-coûts, dont la productivité et le coût d'exploitation des puits, seraient pertinentes. Des analyses plus approfondies de certaines externalités, dont la valeur des écosystèmes et les coûts de compensation, apporteraient aussi un éclairage plus complet, compte tenu de l'importance des enjeux environnementaux.

7. RÉFÉRENCES

- BERNARD J.-T. 2011. *Valeur et impact économique du gaz de shale au Québec*. Département d'économique, Université Laval.
- BERNSTEIN P., KINNAMAN T.C. & Wu M. 2010. *Estimating Willingness to Pay for River Amenities and Safety Measures Associated with Shale Gas Extraction*. Bucknell University.
- BPR. 2003. *Analyse des questions d'approvisionnement en eau pour le secteur de l'agriculture*. Programme national d'approvisionnement en eau – Province de Québec. Rapport final préparé pour Agriculture et Agroalimentaire Canada. Mai 2003, 68 p. + annexes.
- BROWN S.P.A. & KRUPNICK A.J. 2010. *Abundant Shale Gas Resources: Long-Term Implications for the U.S. natural Gas Markets*. Resources for the future.
- CALIFORNIA ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. 2013. California Air Resources Board Quarterly Auction 4, August 2013. *Summary Results Report*. August 21, 2013, 9 p.
- CIRAIG. 2012. *Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec*. Document synthèse.
- CLINCH J.P. & HEALY J.D. 2001. *Cost-benefit Analysis of Domestic Energy Efficiency*, Energy Policy, 29, 113-124.
- COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE. 2012. *L'industrie du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent : scénarios de développement*. Version finale.
- COMMISSION DE PROTECTION DU TERRITOIRE AGRICOLE (CPTAQ). 2013. *Rapport annuel de gestion 2011-2012*. En ligne. Consulté le 2 août 2013. [http://www.cptaq.gouv.qc.ca/fileadmin/fr/publications/publications/rannuel/rap_annuel2011-2012/index.html]
- CONSIDINE T.J. 2010. *The Economic Impacts of the Marcellus Shale: Implications for New York, Pennsylvania and West Virginia*. American Petroleum Institute.
- CONSIDINE T.J., WATSON R. & CONSIDINE N.B. 2011. *The Economic Opportunities of Shale Energy Development*. Center for energy policy and the environment at the Manhattan Institute.

- CONSIDINE T.J., WATSON R. ENTLER R. & SPARKS J. 2009. *An Emerging Giant: Prospects and Economic Impacts of Developing the Marcellus Shale Natural Gas Play*. The Pennsylvania state university.
- DUMAN R.J. 2012. *Economic viability of shale gas production in the Marcellus shale; indicated by production rates, costs and current natural gas prices*. Thèse, Michigan Technological University.
- CYR J.-F., GANGBAZO G., LACHANCE-CLOUTIER S. & LACHANCE Y. 2013. *Identification des cours d'eau des basses terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie du gaz de shale*. Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Centre d'expertise hydrique du Québec. Août 2011 .
- DUMONT J. 2013. *Le marché du carbone du Québec (SPEDE) : analyse et enjeux*. Essai présenté au Centre universitaire de formation en environnement en vue de l'obtention du grade de maître en environnement (M. Env.), sous la direction de monsieur Denis Dionne. Université de Sherbrooke, mai 2013.
- ENVIRONNEMENT CANADA, 2012. *Règlement modifiant le Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des automobiles à passagers et des camions légers. Résumé de l'étude d'impact de la réglementation*. En ligne (date de modification : 2012-12-21).
[<http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2012/2012-12-08/html/reg1-fra.html>]
- FINANCES QUÉBEC. 2011. *Un régime de redevance juste et concurrentiel – Pour une exploitation responsable des gaz de schiste*. Budget 2011-2012.
- FINKEL M.L. SELEGAN J., HAYS J., KONDAMUNDI N. 2013. *Marcellus Shale Drilling's Impact on the Dairy Industry in Pennsylvania: A Descriptive Report*. NEW SOLUTIONS A Journal of Environmental and Occupational Health Policy. Volume 23, No. 1 — 2013. Special Issue. SCIENTIFIC, ECONOMIC, SOCIAL, ENVIRONMENTAL, AND HEALTH POLICY CONCERNS RELATED TO SHALE GAS EXTRACTION Guest editors: Robert Oswald and Michelle Bamberger.
- GANGBAZO, G. 2013. *Évaluation des besoins en eau de l'industrie du gaz de shale, détermination des impacts environnementaux de l'utilisation de l'eau et élaboration d'avis quant à l'encadrement de l'industrie*. Étude E1-1. Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques. Mai 2013.
- GONZÁLEZ P. 2012. *Les bénéfices et les coûts économiques de l'exploitation des gaz de shale au Québec*. Département d'économie, Université Laval.

- GONZÁLEZ P., J.-T. BERNARD, S. TRABELSI & G. BEAUDOIN. 2012. *Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney*. Université Laval.
- HIGGINBOTHAM A., PELLILLO A., GURLEY-CALVEZ T. & WITT T.S. 2010. *The economic impact of the natural gas industry and the Marcellus shale development in West Virginia in 2009*. Bureau of Business and Economic Research, West Virginia University.
- INTERAGENCY WORKING GROUP ON SOCIAL COST OF CARBON (IWGSCC), United States Government, 2013. *Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis Under Executive Order 12866*. With participation by Council of Economic Advisers; Council on Environmental Quality; Department of Agriculture; Department of Commerce; Department of Energy; Department of Transportation; Environmental Protection Agency; National Economic Council; Office of Management and Budget; Office of Science and Technology Policy; Department of the Treasury. May 2013.
- INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC (ISQ). 2013a. *Profils des régions et des MRC*. En ligne. Consulté le 11 juin 2013.
[http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm]
- INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC (ISQ). 2013b. *Perspectives démographique - Les municipalités 2009-2024*. En ligne. Consulté le 11 juin 2013.
[http://www.stat.gouv.qc.ca/regions/profils/region_00/region_00.htm]
- INSTITUT DE LA STATISTIQUE DU QUÉBEC (ISQ). 2005. *Analyse des structures économiques des 17 régions administratives du Québec en 2005*. En ligne. Consulté le 5 août 2013.
[http://www.stat.gouv.qc.ca/clacon/struct_econo_17regions.pdf]
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. 2012. *Golden Rules for a Golden Age of Gas*. World Energy Outlook, Special report on unconventional gas.
- KALDELLIS J.K. 2007. *Cost-benefit Analysis of Remote Hybrid Wind-diesel Power Stations: Case Study Aegean Sea Islands*. Energy Policy (35), 1525-1538.
- KELSEY T.W., SHIELDS M., LADLEE J.R. & WARD M. 2011. *Economic Impacts of Marcellus shale in Pennsylvania: Employment and Income in 2009*. Marcellus Shale Education & Training Center.

- KINNAMAN, T., P. BERNSTEIN ET WU M.2010. *Estimating Willingness to Pay for River Amenities and Safety measures Associated with Shale Gas Extraction*. En ligne. [http://digitalcommons.bucknell.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1001&context=fac_pubs]
- KINNAMAN T.C. 2011. *The economic impact of shale gas extraction: A review of existing studies*. *Ecological Economics* (70), 1243-1249.
- LITOVITZ A., CURTRIGHT A., ABRAMZON S., BURGER N. & SAMARAS C. 2013. *Estimation of regional air-quality damages from Marcellus Shale natural gas extraction in Pennsylvania*. 2013 *Environ. Res. Lett.* 8 014017. En ligne. [<http://iopscience.iop.org/1748-9326/8/1/014017>]
- MCCOLLOUGH D. 2013. *Identification des externalités associées au développement de la filière du gaz de schiste ainsi que des mesures susceptibles de les réduire*. Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. Septembre 2013.
- MUEHLENBACHS L., SPILLER E., AND TIMMINS C. 2012. *Shale Gas Development and Property Values: Differences across Drinking Water Sources*. NBER Working Paper No. 18390. September 2012. JEL No. Q4,Q53
- OLMSTEAD S. M., MUEHLENBACHS L. A., SHIH J.-S., CHU Z., & KRUPNICK, A.J., 2013. *Shale Gas Development Impacts on Surface Water Quality in Pennsylvania*. Approved January 8, 2013 (received for review August 9, 2012) PNAS Early Edition. En ligne. [www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1213871110]
- RODRIGUE G., GODIN D. & OUELLET M. 2013. *Étude d'impact économique concernant le projet de règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection*. Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, 13 mai 2013.
- ROY P.-O., MARTINEAU G., MÉNARD J.-F., MICHAUD R. & SAMSON R., 2013. *Rapport technique. Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec*. Préparé pour le Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. Août 2013.
- SAUVÉ C. 2012. *Partage et utilisation de la rente*. Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques, Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

- SIKAMÄKI J. & KRUPNICK A.J. 2013. *Public's Attitudes and the Willingness to Pay to Reduce Shale Gas Risks Survey Results from Pennsylvania and Texas*. Présentation lors de la conférence Managing the Risks of Shale Gas Development. Resources for the Future, June 27, 2013.
- SNYDER B. & KAISER M.J. 2009. *Ecological and Economic Cost-benefit Analysis of Offshore Wind Energy*, Renewable Energy (34), 1567-1578.
- STATISTIQUE CANADA. 2013. *Profil de l'enquête nationale auprès des ménages (ENM), Enquête nationale auprès des ménages de 2011*, catalogue de Statistique Canada. Ottawa. Diffusé le 26 juin 2013.
- TOWNLEY P.G.C. 1998. *Principles of Cost-Benefit Analysis in a Canadian Context*. Ontario: Prentice Hall Canada Inc.
- VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU QUÉBEC. 2011. *Gestion gouvernementale de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste*. Chapitre 3, Rapport du vérificateur général du Québec à l'assemblée nationale pour l'année 2010-2011.