



ESTIMATION DES
BESOINS POUR LA
PÉRIODE 2015-2030
EN GAZ NATUREL AU
QUÉBEC ET OFFRE
POTENTIELLE DU
TERRITOIRE

AVIS ÉCONOMIQUE

RAPPORT FINAL

2 SEPTEMBRE 2014



TABLE DES MATIÈRES

1	TABLE DES MATIÈRES	I
2		
3	TABLE DES MATIÈRES	I
4	LISTE DES FIGURES	IV
5	LISTE DES TABLEAUX	VI
6	FAITS SAILLANTS	1
7	INTRODUCTION	3
8	Mise en contexte	3
9	Structure du document	3
10	VOLET I : ANALYSE DES PRIX RELATIFS	4
11	I.1 Importance des prix relatifs	5
12	I.2 Scénario de base de prix relatifs	6
13	VOLET II : BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC	10
14	II.1 Demande résidentielle et commerciale	11
15	II.1.1 Définition du secteur	11
16	II.1.2 Historique de consommation	11
17	II.1.3 Scénario de base de la demande résidentielle et commerciale	12
18	II.1.3.1 Volumes existants	13
19	II.1.3.2 Ajustements	14
20	II.1.3.3 Nouvelles ventes	14
21	II.1.3.4 Estimation de la demande résidentielle et commerciale	15
22	II.2 Demande du secteur des transports	17
23	II.2.1 Transport ferroviaire	17
24	II.2.2 Transport routier	19
25	II.2.3 Transport maritime	22
26	II.2.4 Bilan des prévisions	24
27	II.3 Besoins industriels	25
28	II.3.1 Définition du secteur	25
29	II.3.2 Historique de consommation	25
30	II.3.3 Méthodologie	26
31	II.3.4 Estimation des besoins « réseau »	28
32	II.3.4.1 Croissance interne	28
33	II.3.4.1.1 La fabrication de produits chimiques de base, de pesticides et d'engrais	29
34	II.3.4.1.2 La fabrication et le soutien des produits du pétrole et de raffinerie	30
35	II.3.4.1.3 Production et transformation d'aluminium	31

1	II.3.4.1.4 La Première et seconde transformation minière (sidérurgie)	33
2	II.3.4.1.5 Pâtes, papiers et traitement des résidus forestiers.....	34
3	II.3.4.1.6 La fabrication d'aliments	35
4	II.3.4.1.7 La Construction	35
5	II.3.4.1.8 Les autres activités de fabrication	36
6	II.3.4.2 Croissance interne prévue.....	36
7	II.3.4.3 Ajustements.....	37
8	II.3.4.4 Nouvelles ventes et projets	38
9	II.3.4.5 Centrale thermique de Bécancour.....	39
10	II.3.5 Besoins industriels totaux en gaz naturel des régions desservies.....	40
11	II.3.5.1 Scénario de base	40
12	II.3.5.2 Scénario pessimiste	41
13	II.3.5.3 Scénario optimiste.....	41
14	II.3.5.4 Présentation des trois scénarios	42
15	II.3.6 Besoins industriels dans les régions non desservies.....	42
16	II.3.6.1 Installations actuelles	43
17	II.3.6.2 Projets anticipés et évolution de l'industrie du fer	45
18	II.3.6.3 Chemins de fer.....	46
19	II.3.6.4 Considérations relatives aux prix pour les régions non desservies.....	48
20	II.3.6.5 Bilan des besoins potentiels des régions non desservies	49
21	II.4 Exportations de GNL.....	50
22	II.5 Élaboration des scénarios.....	53
23	II.5.1 Scénario de base	53
24	II.5.2 Scénarios pessimiste et optimiste	53
25	II.6 Impact du marché du carbone.....	58
26	VOLET III : OFFRE EN GAZ NATUREL DU QUÉBEC	60
27	III.1 Offre issue des gaz de shale au Québec	61
28	III.1.1 L'Étude environnementale stratégique	62
29	III.1.2 Estimations des réserves	63
30	III.1.3 Estimation de l'offre potentielle	65
31	III.1.4 Enjeux liés à l'exploitation des gaz de shale	68
32	III.2 Offre de gaz naturel renouvelable	69
33	III.2.1 Les sources du gaz naturel renouvelable au Québec.....	69
34	III.2.2 Production actuelle de gaz naturel renouvelable au Québec	69
35	III.2.3 Offre potentielle de gaz naturel renouvelable au Québec.....	70

1	III.3 Offre de gaz naturel provenant de l'île d'Anticosti et de la Gaspésie	74
2	III.3.1 Gaz provenant de l'Île d'Anticosti.....	74
3	III.3.2 Gaz provenant du gisement de Bourque	74
4	III.4 Bilan de l'analyse de l'offre.....	75
5	CONCLUSION.....	78
6	ANNEXE 1 – ANALYSE DES PRIX RELATIFS	81
7	ANNEXE 2 – SECTEURS RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL	84
8	ANNEXE 3 – SECTEUR INDUSTRIEL	85
9	ANNEXE 4 – SECTEUR DES TRANSPORTS	91
10	ANNEXE 5 – OFFRE DU QUÉBEC	93
11	ANNEXE 6 – HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES	99
12	BIBLIOGRAPHIE	101
13		

LISTE DES FIGURES

1		
2		
3	FIGURE 1 : ÉVOLUTION DES PRIX DE RÉFÉRENCE DU MAZOUT LOURD ET DU GAZ NATUREL AUX ÉTATS-UNIS	5
4	FIGURE 2 : PERSPECTIVES DES PRIX DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC SELON DIFFÉRENTS SECTEURS ²	7
5	FIGURE 3 : ÉCART DE PRIX DE DIFFÉRENTES SOURCES D'ÉNERGIE PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL	8
6	FIGURE 4 : USAGE ÉNERGÉTIQUE SELON LES SOURCES D'ÉNERGIE AU QUÉBEC	9
7	FIGURE 5 : VENTES DE GAZ NATUREL POUR LES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL.....	12
8	FIGURE 6 : MÉTHODOLOGIE D'ESTIMATION DES BESOINS RÉSIDENTIELS ET COMMERCIAUX.....	13
9	FIGURE 7 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL	16
10	FIGURE 8 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LE TRANSPORT FERROVIAIRE	18
11	FIGURE 9 : COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET TRACTEURS AYANT L'AUTORISATION DE	
12	CIRCULER ET DU PIB	20
13	FIGURE 10 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LE TRANSPORT ROUTIER DE MARCHANDISES	22
14	FIGURE 11 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LE TRANSPORT MARITIME.....	23
15	FIGURE 12 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LE SECTEUR DES TRANSPORTS	24
16	FIGURE 13 : VENTES DE GAZ NATUREL POUR LE SECTEUR INDUSTRIEL	26
17	FIGURE 14 : INTRANTS EMPLOYÉS POUR L'ANALYSE DES BESOINS INDUSTRIELS	27
18	FIGURE 15 : SEGMENTATION DES BESOINS INDUSTRIELS PAR SECTEUR.....	29
19	FIGURE 16 : CONSOMMATION SUPPLÉMENTAIRE DUE À LA CROISSANCE INTERNE	37
20	FIGURE 17 : CONSOMMATION SUPPLÉMENTAIRE DUE À L'ADDITION DE NOUVEAUX CLIENTS/PROJETS	40
21	FIGURE 18 : PROJECTION DES BESOINS INDUSTRIELS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC POUR LES RÉGIONS DESSERVIES	40
22	FIGURE 19 : SOURCES DE LA CROISSANCE ESPÉRÉE EN 2030.....	41
23	FIGURE 20 : COMPARAISON DES BESOINS INDUSTRIELS POUR LES RÉGIONS DESSERVIES SUIVANT TROIS SCÉNARIOS	42
24	FIGURE 21 : BESOINS POTENTIELS INDUSTRIELS HORS RÉGION (EXCLUANT VOIES FERRÉES)	44
25	FIGURE 22 : CAPACITÉ DE QNS&L ET PRODUCTION PRÉVUE DES PRINCIPAUX PROJETS MINIERES SUSCEPTIBLES DE	
26	L'UTILISER.....	48
27	FIGURE 23 : ÉCART DE PRIX RELATIF DU GNL PAR RAPPORT À D'AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE (MAZOUT LOURD ET	
28	DIESEL)	49
29	FIGURE 24 : COMPARAISON DES BESOINS INDUSTRIELS POUR LES RÉGIONS NON DESSERVIES.....	49
30	FIGURE 25 : COMPARAISON DES PRIX DU GAZ NATUREL : EUROPE, ÉTATS-UNIS ET JAPON.....	50
31	FIGURE 26 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC : SCÉNARIO DE BASE	53
32	FIGURE 27 : COMPARAISON DES BESOINS DES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL SUIVANT TROIS SCÉNARIOS	54
33	FIGURE 28 : COMPARAISON DES BESOINS DU SECTEUR DES TRANSPORTS SUIVANT TROIS SCÉNARIOS.....	55
34	FIGURE 29 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC : SCÉNARIO PESSIMISTE.....	56
35	FIGURE 30 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC : SCÉNARIO OPTIMISTE.....	57

1	FIGURE 31 : PLAFONDS ANNUELS D'UNITÉS D'ÉMISSION DE GES RELATIFS AU SPEDE ÉMIS PAR LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC POUR LA PÉRIODE 2013-2030.....	58
2		
3	FIGURE 32 : PRINCIPAUX ÉVÈNEMENTS ENTOURANT L'EXPLORATION DES GAZ DE SHALE AU QUÉBEC	62
4	FIGURE 33 : CORRIDORS D'EXPLORATION DANS LE GROUPE D'UTICA	64
5	FIGURE 34 : COURBE DE DÉCLIN HYPOTHÉTIQUE : ESTIMATION DE L'EUR CONSOMMÉ PAR ANNÉE PAR PUIITS.....	67
6	FIGURE 35 : ESTIMATION DE L'OFFRE POTENTIELLE DE GAZ DE SHALE	68
7	FIGURE 36 : ESTIMATION DE L'OFFRE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE	73
8	FIGURE 37 : RÉSUMÉ DES PROJECTIONS DE L'OFFRE POTENTIELLE DE GAZ PRODUIT AU QUÉBEC : SCÉNARIO OPTIMISTE .	75
9	FIGURE 38 : PRIX ET ÉCART DE PRIX DU MAZOUT, DU DIESEL, DU CHARBON ET DE L'ÉLECTRICITÉ PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL AU QUÉBEC DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL.....	82
10		
11	FIGURE 39 : PRIX ET ÉCART DE PRIX DU MAZOUT ET DE L'ÉLECTRICITÉ PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL AU QUÉBEC DANS LE SECTEUR COMMERCIAL	83
12		
13	FIGURE 40 : PRIX ET ÉCART DE PRIX DU MAZOUT ET DE L'ÉLECTRICITÉ PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL AU QUÉBEC DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL	83
14		
15	FIGURE 41 : COMPARAISON DES DONNÉES DE VENTES DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC SELON DEUX SOURCES.....	84
16	FIGURE 42 : RÉCAPITULATIF DES HYPOTHÈSES DE CROISSANCE INTERNE.....	87
17	FIGURE 43 : RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZ MÉTRO.....	88
18	FIGURE 44 : RÉSEAU DE DISTRIBUTION DE GAZIFÈRE	89
19	FIGURE 45 : GRAPHIQUE : CHEMINS DE FERS ACTUELS ET EN PROJET SITUÉS DANS LA RÉGION DE LA CÔTE-NORD	90
20	FIGURE 46 : CONSOMMATION DE CARBURANT DIESEL PAR TRANSPORTEUR AU QUÉBEC.....	91
21	FIGURE 47 : COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE DU TRANSPORT ROUTIER DE MARCHANDISES AU CANADA.....	92
22		

LISTE DES TABLEAUX

1		
2		
3	TABLEAU 1 : TABLEAUX DES PRIX ACTUELS APPROXIMATIFS DE GAZ MÉTRO	7
4	TABLEAU 2 : TABLEAUX DES SITES ACTUELS D'EXTRACTION DE FER DANS LA FOSSE DU LABRADOR	44
5	TABLEAU 3 : LES THÉMATIQUES EXPLORÉES PAR LES ÉTUDES MENÉES DANS LE CADRE DE L'ÉES	63
6	TABLEAU 4 : VUE D'ENSEMBLE DES SCÉNARIOS ÉLABORÉS PAR LE CÉES	65
7	TABLEAU 5 : HYPOTHÈSES UTILISÉES POUR L'ESTIMATION DE L'OFFRE DE GAZ DE SHALE	66
8	TABLEAU 6 : DATES DE DÉBUT D'OPÉRATION ET CAPACITÉ DES PROJETS PRODUISANT DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE	71
9	TABLEAU 7 : VENTILATION DES AJOUTS AUX TARIFS DE GAZ NATUREL PAR SECTEUR	81
10	TABLEAU 8 : LISTE DE PROJETS POTENTIELS POUR LES RÉGIONS DESSERVIES, PROBABILITÉS DE RÉALISATION ET VOLUMES	
11	CONSIDÉRÉS	85
12	TABLEAU 9 : LISTE DE PROJETS POTENTIELS POUR LES RÉGIONS NON DESSERVIES, PROBABILITÉS DE RÉALISATION ET	
13	VOLUMES CONSIDÉRÉS.....	86
14	TABLEAU 10 : INDICATEURS CLÉS LIÉS AU CAMIONNAGE AU QUÉBEC	91
15	TABLEAU 11 : TAUX DE PÉNÉTRATION DU GNL UTILISÉS SELON LES SCÉNARIOS.....	92
16	TABLEAU 12 : SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR LE POTENTIEL EN GAZ DE SHALE DU SHALE D'UTICA	94
17	TABLEAU 13 : GAZ DE SHALE TECHNIQUEMENT RÉCUPÉRABLE DANS LES BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT	95
18	TABLEAU 14 : TABLEAU DESCRIPTIF DES AVANTAGES ET DES COÛTS UTILISÉS DANS L'AAC	96
19	TABLEAU 15 : LES TROIS PRINCIPALES SOURCES DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE	97
20	TABLEAU 16 : SCHÉMA SIMPLIFIÉ DU PROCESSUS DE PRODUCTION DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE	98
21	TABLEAU 17 : INDICATEURS ÉCONOMIQUES	99
22	TABLEAU 18 : TAUX DE CONVERSION	100

23

FAITS SAILLANTS

- KPMG-SECOR a produit une étude économique sur l'évaluation des besoins potentiels de gaz naturel au Québec pour la période s'étendant de 2015 à 2030 ainsi que de l'offre en gaz naturel de son territoire. Cette estimation se fait dans un contexte où TransCanada Pipelines entend transformer une partie des infrastructures actuelles de transport de gaz naturel en oléoduc.

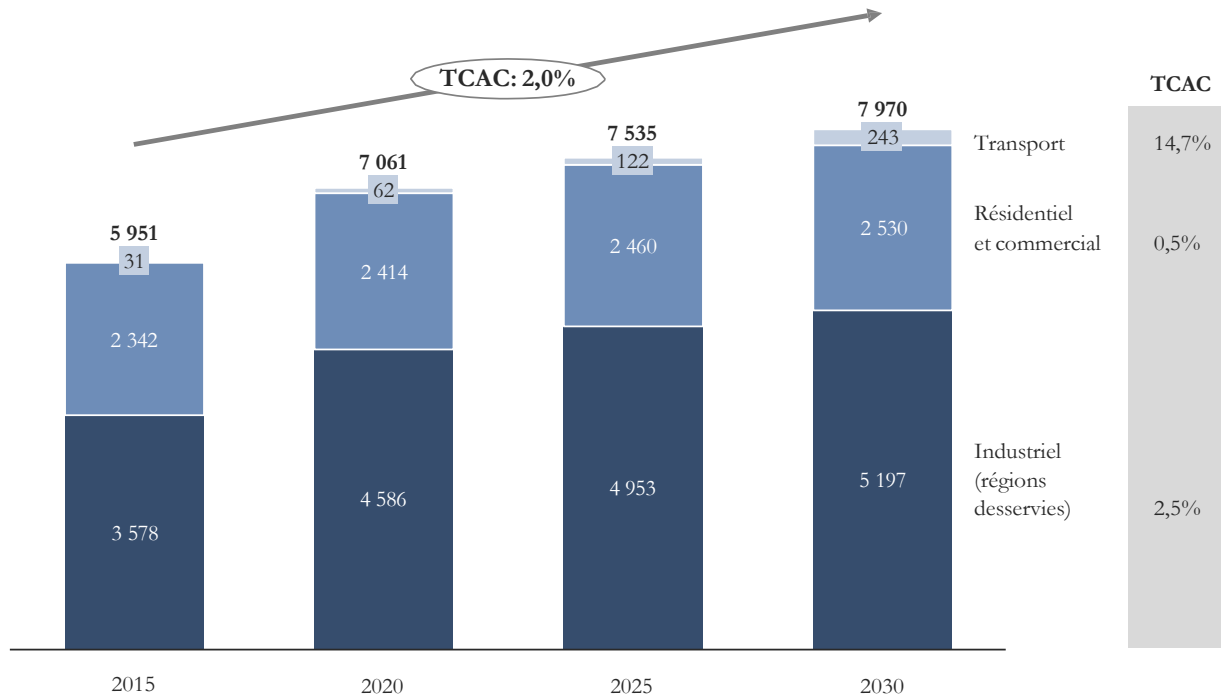
Des prix relatifs avantageux dans le temps pour le gaz naturel

- Le prix du gaz naturel est devenu plus attractif que le mazout lourd à partir de 2007. En effet, l'exploitation des gaz de shale aux États-Unis a entraîné une baisse significative des prix du gaz naturel, créant une disparité avec les produits pétroliers issus du baril de brut en faveur du gaz naturel.
- L'estimation des écarts de prix du gaz naturel avec le mazout lourd, le diesel et l'électricité prévoit un maintien de l'avantage concurrentiel du gaz naturel à l'horizon 2030, et ce, pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel. Dans le secteur industriel, l'écart de prix avantage toutefois le charbon, mais l'utilisation de ce dernier demeure marginale à l'échelle du Québec.

Besoins en gaz naturel au Québec

- En 2030, les besoins en gaz naturel au Québec sont estimés à 7 970 Mm³ pour l'ensemble des régions desservies dans le scénario de base, à 6 183 Mm³ dans le scénario pessimiste et à 10 224 Mm³ dans le scénario optimiste. Ce volume a été estimé selon les besoins du secteur résidentiel et commercial, du secteur des transports, du secteur industriel et des exportations de gaz naturel liquéfié (pour le scénario optimiste uniquement).

ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC : SCÉNARIO DE BASE
2015-2030; Mm³; %



Source : Analyse KPMG-SECOR

- 1 ● Les besoins résidentiels et commerciaux connaîtront une croissance modeste à un rythme annuel moyen
2 de 0,5% pour atteindre 2 530 Mm³ en 2030. Cette évolution est principalement attribuable à une
3 perspective économique positive, mais modérée et au maintien de la position concurrentielle du gaz
4 naturel par rapport au mazout et à l'électricité.
- 5 ● Les besoins du secteur du transport seront en forte croissance (14,7 % TCAC) et se chiffreront à 243
6 Mm³ à l'horizon 2030. Cette demande sera principalement stimulée par les transports routier et maritime,
7 qui adopteront progressivement le gaz naturel, motivés essentiellement par ses avantages
8 environnementaux et financiers.
- 9 ● Les besoins industriels en gaz naturel pour le territoire québécois devraient croître à raison de 2,5 % en
10 moyenne par année et atteindre une valeur absolue de 5 197 Mm³ en 2030. Cette croissance est
11 principalement causée par l'expansion du nombre de clients et de nouveaux projets. À lui seul, le projet
12 d'engrais azoté d'IFFCO à Bécancour compte pour plus de 44% de la croissance espérée¹.
- 13 ● Le scénario de base présente des besoins pour le secteur industriel des régions non desservies (ou hors
14 réseau) de l'ordre de 855 Mm³ pour 2030. L'industrie du fer est un consommateur potentiel majeur dans
15 les régions non desservies, notamment dans la Fosse du Labrador. En effet, plus de 80% des besoins lui
16 sont imputables.
- 17 ● Les projets potentiels d'exportations de gaz naturel liquéfié étant tous à une phase très préliminaire,
18 aucun volume lié aux exportations n'a été comptabilisé dans le scénario de base. Toutefois, le scénario
19 optimiste a pris en compte un volume de 300 Mm³ pour desservir le Nord canadien.

20 *Une offre québécoise en gaz naturel incertaine*

- 21 ● Le potentiel gazier du Québec serait issu de deux sources : le gaz de shale et le gaz naturel renouvelable.
22 Cependant, il est clair que l'exploitation des gaz de shale demeure pour le moment fort incertaine en
23 raison notamment des enjeux liés à l'acceptabilité sociale. De même, la production de gaz naturel
24 renouvelable fait face à un potentiel de développement limité.
- 25 ● De façon réaliste, le gaz naturel produit au Québec serait insuffisant pour combler les besoins dans les
26 quinze prochaines années.

27 *Une contrainte d'approvisionnement comme menace*

- 28 ● L'étude se conclut sur l'impact potentiel de contraintes d'approvisionnements. Cet impact se
29 répercuterait bien entendu sur le volume de gaz naturel disponible mais aussi sur les prix.
- 30 ● L'impact serait très réel pour les différents acteurs du Québec et pourrait être de trois natures :
 - 31 • Les secteurs industriel et commercial du Québec, confrontés à une hausse du prix causée par cette
32 nouvelle rareté d'approvisionnement, feraient face à une perte de compétitivité relative.
 - 33 • Une hausse du prix du gaz naturel à son arrivée sur le territoire québécois en raison d'une contrainte
34 d'approvisionnement aurait aussi pour conséquence de diminuer l'écart avantageux du prix relatif du
35 gaz naturel par rapport à d'autres sources énergétiques. Cela réduirait par le fait même les gains
36 potentiels de conversion et ralentirait la conversion de clients, notamment pour le secteur industriel.
 - 37 • La hausse du prix ou encore l'absence de volume suffisant pourrait aussi réduire la capacité du
38 Québec à attirer et retenir des entreprises ainsi que de nouveaux investissements où le gaz naturel est
39 un intrant important.

¹ Il est à noter que le scénario de base inclut uniquement la phase 1 du projet

1 INTRODUCTION

3 MISE EN CONTEXTE

- 4 ● Le présent document constitue le rapport présenté par KPMG-SECOR sur l'évaluation des besoins
5 potentiels de gaz naturel au Québec pour la période s'étendant de 2015 à 2030 ainsi que de l'offre en gaz
6 naturel de son territoire.
- 7 ● Ce rapport s'inscrit dans le cadre des travaux de la Régie de l'énergie suivant la demande d'avis sur les
8 approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en
9 gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes formulée par le ministre des
10 Ressources naturelles le 4 juillet 2014. Cette demande se fait dans un contexte où TransCanada Pipelines
11 entend transformer une partie des infrastructures actuelles de transport de gaz naturel en oléoduc. De
12 même, l'arrivée de joueurs importants, dont la consommation nécessitera une grande partie de la capacité
13 des réseaux, ajoute à l'incertitude de plusieurs entreprises quant à la sécurité de l'approvisionnement en
14 gaz naturel au Québec.
- 15 ● La Régie a demandé aux distributeurs québécois de gaz naturel, Gaz Métro et Gazifère, de lui présenter
16 un rapport d'experts indépendants portant sur la prévision de la demande et les caractéristiques des
17 approvisionnements du Québec en gaz naturel à l'horizon 2030.
- 18 ● C'est sur une telle toile de fond que Gaz Métro et Gazifère ont demandé le soutien à KPMG-SECOR
19 afin de documenter de manière indépendante les besoins potentiels pour les 15 prochaines années et de
20 fournir un portrait de l'offre possible en provenance du territoire québécois.
- 21 ● Plus spécifiquement, il s'agit d'élaborer certains scénarios de besoins selon diverses hypothèses
22 économiques et de rendre compte de l'état des connaissances sur une production québécoise de gaz
23 naturel.
- 24 ● L'objectif du présent rapport est d'évaluer et de mettre en contexte les besoins potentiels du gaz naturel
25 sur le territoire du Québec indépendamment des capacités d'approvisionnement. L'horizon temporel
26 s'étend sur une période de 15 ans. L'étude inclut également un volet spécifique sur le portrait possible de
27 la production de gaz naturel à même le territoire du Québec.
- 28 ● Pour réaliser cette étude, KPMG-SECOR a regroupé une équipe d'experts dont la composition est
29 présentée dans la dernière section du présent rapport.
- 30 ● Il est à noter que certaines analyses ou données fournies dans ce rapport proviennent uniquement de
31 Gaz Métro et que l'ajout des données spécifiques à Gazifère ne changerait pas les conclusions retrouvées
32 dans ce rapport. En effet, la demande en gaz naturel de Gazifère représente environ 3% de la demande
33 totale du Québec.

34 STRUCTURE DU DOCUMENT

- 35 ● La structure du présent document reflète l'approche que nous avons utilisée pour réaliser ce mandat. Une
36 attention particulière a été accordée à l'analyse des prix relatifs et à la description des secteurs industriels
37 susceptibles d'influencer les besoins en gaz naturel. Cet accent s'explique par l'importance relative de la
38 demande du secteur industriel par rapport aux secteurs résidentiel, commercial et institutionnel.
- 39 ● Ainsi, le document est composé de trois volets selon la structure suivante :
 - 40 I. Analyse des prix relatifs
 - 41 II. Estimations des besoins du Québec
 - 42 III. Offre potentielle québécoise
- 43 ● L'approche méthodologique utilisée est expliquée à l'intérieur de chaque volet.

VOLET I: Analyse des prix relatifs



I. ANALYSE DES PRIX RELATIFS

I.1 IMPORTANCE DES PRIX RELATIFS

- Dans toute analyse de la demande d'un produit ou d'un service, il importe de considérer de près les prix : celui du produit qui nous intéresse et celui des substituts. C'est pourquoi il sera question du prix relatif du gaz naturel par rapport à ceux du mazout, du diesel, du charbon et de l'électricité.
- En s'intéressant de plus près au gaz naturel et au mazout, l'analyse de l'évolution de leurs prix depuis 20 ans montre que, historiquement, les deux prix évoluaient relativement au même niveau. Une rupture est observée à partir de 2007 alors que les États-Unis ont débuté l'exploitation de gaz de shale², une production qui a été multipliée par dix depuis selon l'*Energy Information Administration* des États-Unis.

FIGURE 1 : ÉVOLUTION DES PRIX DE RÉFÉRENCE DU MAZOUT LOURD ET DU GAZ NATUREL AUX ÉTATS-UNIS

Novembre 1993 - mai 2014; \$CAN/MMBTU



Sources : *Energy Information Administration (EIA)*, *Federal Reserve Bank of Saint-Louis*, *Bank of Canada*, *Analyse KPMG-SECOR*

- Le prix considéré dans les analyses à suivre est celui payé par les consommateurs puisque le cadre d'étude concerne la demande, soit les utilisateurs. Ainsi, pour le gaz naturel, les analyses ont porté sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement : de son acheminement par le réseau de transport de TransCanada jusqu'aux réseaux de distribution de Gaz Métro et Gazifère.
- Les perspectives de prix du gaz naturel au Québec sont basées sur les prévisions à long terme de l'*Energy Information Administration (EIA)*³. L'organisme publie des perspectives très détaillées notamment pour le prix de l'Henry Hub. La fluctuation du prix à Dawn, par rapport au Henry Hub, a été obtenue par l'analyse *Canada gas market long-term outlook H1 2014* de Wood Mackenzie⁴. Considérant que Gaz Métro a reçu l'autorisation de la Régie de l'énergie de déplacer sa structure d'approvisionnement d'Empress vers Dawn, et puisque Gazifère s'alimente également via Dawn, le prix de Dawn fut utilisé comme prix de

² Voir la section sur l'offre pour une explication relativement à l'usage de la formule « gaz de shale » par rapport à celle de « gaz de schiste ».

³ (EIA, 2014a)

⁴ (Wood Mackenzie, 2014)

1 base. Les prix anticipés étant en dollars américains, un taux de change estimé, basé sur la moyenne de
2 diverses banques, fut utilisé⁵.

- 3 ● Le prix du Dawn fut ajusté pour tenir compte de l'acheminement vers le réseau desservi par Gaz Métro,
4 ainsi que les frais relatifs à la compression, au transport vers le territoire québécois, à l'équilibrage, à
5 l'inventaire, aux taxes environnementales ainsi qu'à la distribution. Basé sur des tarifs de clients types D1
6 (résidentiel), D3 (commercial / transport) et D4 (industriel), il fut possible d'établir le prix moyen payé
7 par différents clients. Ces tarifs sont basés sur les prix actuellement en vigueur chez Gaz Métro. Pour des
8 fins de simplification de l'analyse, ces frais furent considérés comme constants dans le temps. Donc en
9 d'autres mots, les frais de transport et de distribution évoluent au même rythme que l'inflation.
10 Uniquement le prix de la fourniture, soit le prix à Dawn, bouge.
- 11 ● Sauf indication contraire, les prix estimés sont en dollars constants de 2012.
- 12 ● Des ajustements ont ensuite été pris en compte, notamment par rapport au dollar américain et aux
13 usages (résidentiel, commercial et industriel) afin de bien refléter les composantes de compression,
14 transport, équilibrage et distribution. KPMG-SECOR a aussi inclus une composante relative aux
15 obligations de Gaz Métro et Gazifère envers le Système de plafonnement et d'échange de droits
16 d'émission de gaz à effet de serre du Québec (SPEDE) dont la phase 2 rentrera en vigueur le 1^{er} janvier
17 2015 en remplacement de la redevance du fonds vert.
- 18 ● La ventilation des ajustements (compression, transport, équilibrage, inventaire, taxe du fond vert /
19 SPEDE et distribution) est détaillée dans l'Annexe 1. Tel que mentionné, il est à noter que ces différentes
20 composantes ont été gardées constantes dans le temps.
- 21 ● Les prévisions des prix du mazout et du diesel sont basées dans un premier temps sur les prix historiques
22 à la rampe à Montréal. Ici aussi, il a été possible d'observer une très forte corrélation avec les prix états-
23 uniens. Les prévisions sont donc appuyées par celles de l'EIA auxquelles s'est ajoutée la différence de
24 prix historique observé entre ceux américains et canadiens. Cette différence de prix est notamment
25 imputable au transport. Un tarif relatif au SPEDE fut aussi ajouté aux prix du mazout et du diésel
- 26 ● Quant aux prix de l'électricité au Québec, il est possible d'observer que son évolution historique est
27 légèrement supérieure à l'indice des prix à la consommation⁶. Considérant les orientations
28 gouvernementales en faveur de l'indexation des tarifs du bloc patrimonial⁷, une indexation qui ne fut pas
29 systématique dans le passé, le scénario de base inclut une croissance annuelle moyenne future des prix de
30 l'électricité de 1 % supérieure à la cible d'inflation.

31 1.2 SCÉNARIO DE BASE DE PRIX RELATIFS

- 32 ● Le prix payé par les divers usagers de Gaz Métro est basé sur le prix à Dawn en Ontario auquel viennent
33 s'ajouter des frais relatifs à la compression, au transport, à l'équilibrage, aux taxes environnementales et à
34 la distribution. Le prix payé varie en fonction de l'ampleur de la demande de l'utilisateur ainsi que de la
35 constance de sa consommation. En ce sens, un usager de tarif D4 (industriel) paye le m³ un prix inférieur
36 à celui d'un client résidentiel (D1). Le tableau suivant présente les prix disponibles à l'été 2014.

⁵ Les pronostics de 67 banques dans le monde furent utilisés. Ces banques incluent notamment : Desjardins, Vadilal
Forex, JP Morgan Chase, Standard Chartered, Barclays, etc.

⁶ Selon l'Institut de la statistique du Québec, l'IPC a crû à un rythme annuel moyen de 2,2 % depuis 1987 alors que les
prix de l'électricité ont augmenté de 2,0 %, 2,2 % et 2,8 % respectivement pour les secteurs résidentiel, commercial et
industriel sur la même période.

⁷ (Gouvernement du Québec)

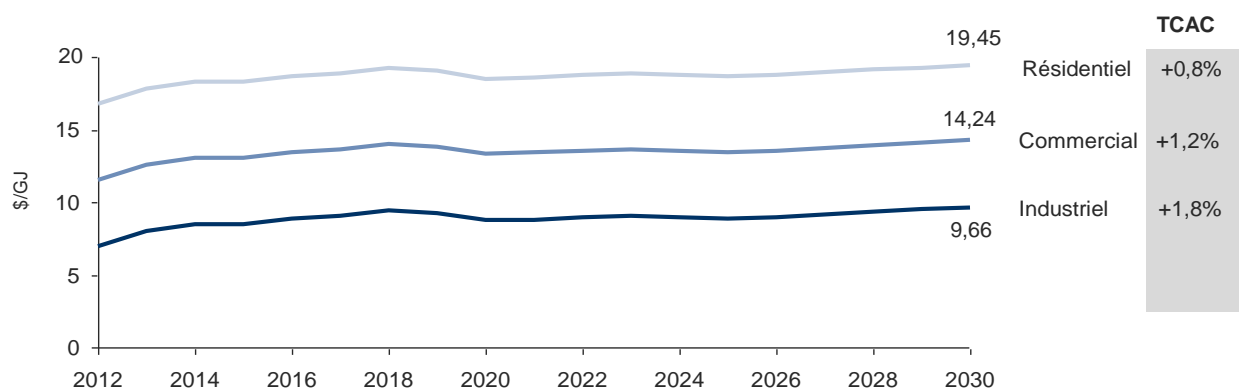
1 TABLEAU 1 : TABLEAUX DES PRIX ACTUELS APPROXIMATIFS DE GAZ MÉTRO
 2 2014; \$/GJ

SECTEUR	PRIX
Résidentiel (D1)	18,77 \$
Commercial (D3)	13,27 \$
Industriel (D4)	8,43 \$

3 Sources : Energy Information Administration (EIA), Federal Reserve Bank of Saint-Louis, Analyse KPMG-SECOR

- 4
- 5 ● Le scénario de base est relié aux perspectives sur le gaz naturel. Le graphique suivant illustre l'évolution
 6 attendue des prix du gaz naturel selon les différents secteurs.

7 FIGURE 2 : PERSPECTIVES DES PRIX DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC SELON DIFFÉRENTS SECTEURS²
 8 2012-2030; %; \$/GJ; dollars de 2012



10 Sources : Energy Information Administration (EIA), Federal Reserve Bank of Saint-Louis, Analyse KPMG-SECOR

- 12 ● Le scénario retenu de l'analyse des prix relatifs montre que l'écart de prix demeurera significatif en faveur
 13 du gaz naturel pour les 15 prochaines années. Le graphique suivant propose un sommaire des écarts
 14 résultant de l'analyse. Des résultats plus détaillés sont présentés à l'Annexe 1 – Analyse des prix relatifs.
 15 De manière générale, l'écart est moindre pour l'électricité et s'accroît pour le mazout et encore plus
 16 pour le diesel.
- 17 ● Dans le secteur industriel, on peut remarquer que l'écart est inférieur dans le cas du mazout en 2015 par
 18 rapport à 2030. Il s'agit d'un effet annuel alors que l'IEA prévoit une chute du prix du mazout en 2016⁸,
 19 le prix connaissant une croissance légère et stable par la suite.

⁸ Principalement en raison d'une baisse de la demande pour le mazout issue de la substitution pour le gaz naturel.

1 FIGURE 3 : ÉCART DE PRIX DE DIFFÉRENTES SOURCES D'ÉNERGIE PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL
 2 2015 et 2030; \$/GJ, dollars de 2012

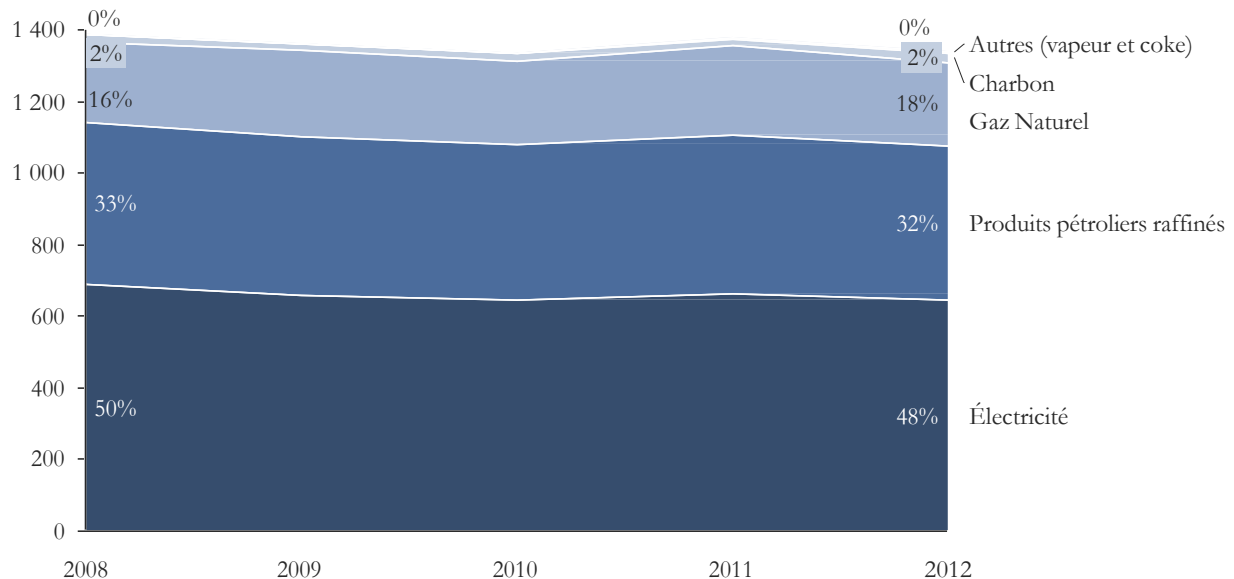


4 Note : Le mazout pour l'industriel est de type numéro 6 alors que pour les autres, le prix est celui du mazout numéro 2. Le diesel a des usages marginaux
 5 dans les secteurs non industriels.

6 Sources : Energy Information Administration (EIA), Federal Reserve Bank of Saint-Louis, Institut de la statistique du Québec, Ministère des Ressources
 7 naturelles du Québec, Analyse KPMG-SECOR

- 8
- 9 ● Dans l'élaboration des scénarios de la demande de gaz naturel, c'est donc cet avantage concurrentiel en
 10 termes de prix en faveur du gaz naturel qui constituera l'hypothèse de départ.
- 11 ● Actuellement, tel qu'illustré à la Figure 4, la consommation d'énergie au Québec (incluant le transport)
 12 repose principalement sur l'électricité (48% en 2012) et les produits pétroliers raffinés (32% en 2012). Le
 13 gaz naturel arrive en troisième position occupant une part de 18% de l'usage énergétique au Québec.
- 14 ● Entre 2008 et 2012, la part d'énergie consommée provenant du gaz naturel a augmenté d'environ 2%,
 15 tandis que celle provenant de l'électricité et des produits pétroliers raffinés a baissé respectivement
 16 d'environ 2% et 1%. Il est raisonnable de penser que cette tendance se poursuivra compte tenu du prix
 17 relatif du gaz naturel qui avantage ce dernier. Ainsi, sa proportion d'utilisation devrait croître d'ici 2030.
- 18 ● Par ailleurs, l'utilisation de charbon et de coke, quoi que moins dispendieuse, n'est pas à la hausse étant
 19 donné les pressions sociales et les taxes environnementales. De plus, l'emploi de ces sources d'énergie
 20 requiert des coûts supplémentaires pour la gestion des sous-produits de combustion (cendres). Leur part
 21 dans l'écoulement énergétique demeure ainsi négligeable à l'échelle du Québec et, souvent, spécifique à
 22 certains types d'utilisations. Par exemple, le coke de charbon est principalement utilisé dans l'industrie de
 23 la chaux et des cimenteries étant donné que les sous-produits de combustion servent dans le processus
 24 de fabrication.
- 25

1 **FIGURE 4 : USAGE ÉNERGÉTIQUE SELON LES SOURCES D'ÉNERGIE AU QUÉBEC**
 2 *2008-2012; PJ*



3
 4 Sources : Statistique Canada (tableau 128-0017); Analyse KPMG-SECOR

- 5 ● Dans la structure énergétique du Québec, il demeure que le potentiel de pénétration du gaz naturel est
 6 significatif. Par exemple, en considérant seulement le secteur industriel, celui-ci utilise 45,1 % de l'énergie
 7 provenant de l'électricité et 9,3 % de l'énergie provenant des produits pétroliers raffinés⁹. Ainsi, à titre
 8 illustratif, une conversion de seulement 10 % vers le gaz naturel représenterait une augmentation de
 9 15,4 % de l'usage énergétique provenant du gaz naturel par rapport à l'année 2012, et augmenterait la part
 10 énergétique du gaz naturel de 2,5 %.
- 11 ● Si l'on s'intéresse au secteur résidentiel et commercial (incluant institutionnel), celui-ci utilise 54,7 %
 12 de l'énergie provenant de l'électricité et 13,2 % de celle provenant des produits pétroliers raffinés. De la
 13 même manière, une conversion de 10 % vers le gaz naturel représenterait une augmentation de 19,1 % de
 14 l'usage énergétique provenant du gaz naturel par rapport à l'année 2012, et augmenterait la part
 15 énergétique du gaz naturel de 3,1%. L'économique est toutefois plus difficile à justifier dans le résidentiel
 16 lorsqu'il est question de conversion.

⁹ Moyennes 2008-2012



VOLET II :
Besoins en gaz
naturel au Québec

II. BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC

II.1 DEMANDE RÉSIDENIELLE ET COMMERCIALE



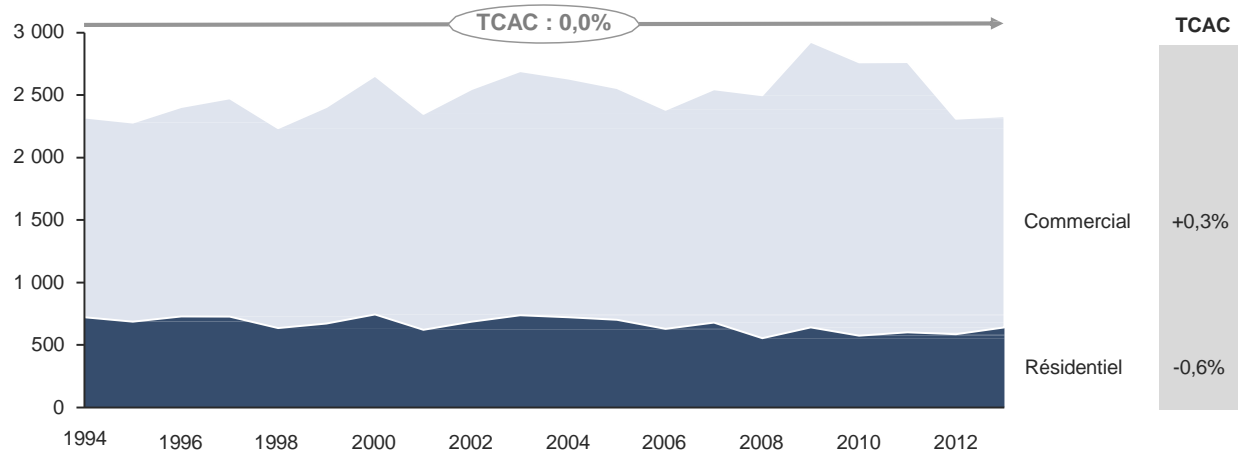
II.1.1 DÉFINITION DU SECTEUR

- La définition du secteur résidentiel et commercial s'appuie principalement sur la convention utilisée par Statistique Canada. Ainsi, le volet résidentiel considère la demande de gaz naturel pour l'usage domestique (incluant le chauffage d'habitation, l'approvisionnement en eau chaude, la cuisson, etc.) et fourni à un logement résidentiel. Le volet commercial couvre la demande de gaz naturel dans les secteurs d'affaires (p. ex. immeubles de bureaux), du commerce de gros et de détail, ainsi que les secteurs gouvernementaux et institutionnels.
- Toutefois, dans l'établissement du scénario de base, le secteur du transport sera isolé du volet commercial et traité dans une section séparée.

II.1.2 HISTORIQUE DE CONSOMMATION

- Au cours des vingt dernières années, les ventes normalisées de gaz naturel pour les secteurs commercial et résidentiel se sont maintenues dans l'ensemble. Le secteur commercial a réalisé une faible progression avec un taux de croissance annuel composé (TCAC) de 0,3 %, tandis que le secteur résidentiel a connu une légère décroissance, avec un TCAC de -0,6 %.
- Malgré son maintien sur l'ensemble de la période, la consommation de gaz naturel a toutefois fortement évoluée d'une année à l'autre, en particulier dans le secteur commercial. Ces fluctuations peuvent notamment s'expliquer par la perte de clients importants et témoignent de la difficulté à prévoir la demande à long terme sur une base annuelle, bien qu'il soit possible d'en tracer les tendances.
- Pour les secteurs résidentiel et commercial, l'hypothèse de base émise à ce stade est que les volumes de ventes de gaz naturel au Québec tels que documentés par Statistique Canada sont représentatifs de la demande de gaz naturel au Québec. Par ailleurs, cette hypothèse se confirme puisque ces données suivent une tendance similaire aux données fournies par Gaz Métro pour les tarifs D1 et D3 (voir Annexe 2 – Secteurs résidentiel et commercial).

1 FIGURE 5 : VENTES DE GAZ NATUREL POUR LES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL
 2 1994-2013; %; Mm³



3

4 Sources : Statistique Canada - Tableau129-0003, Analyse KPMG-SECOR

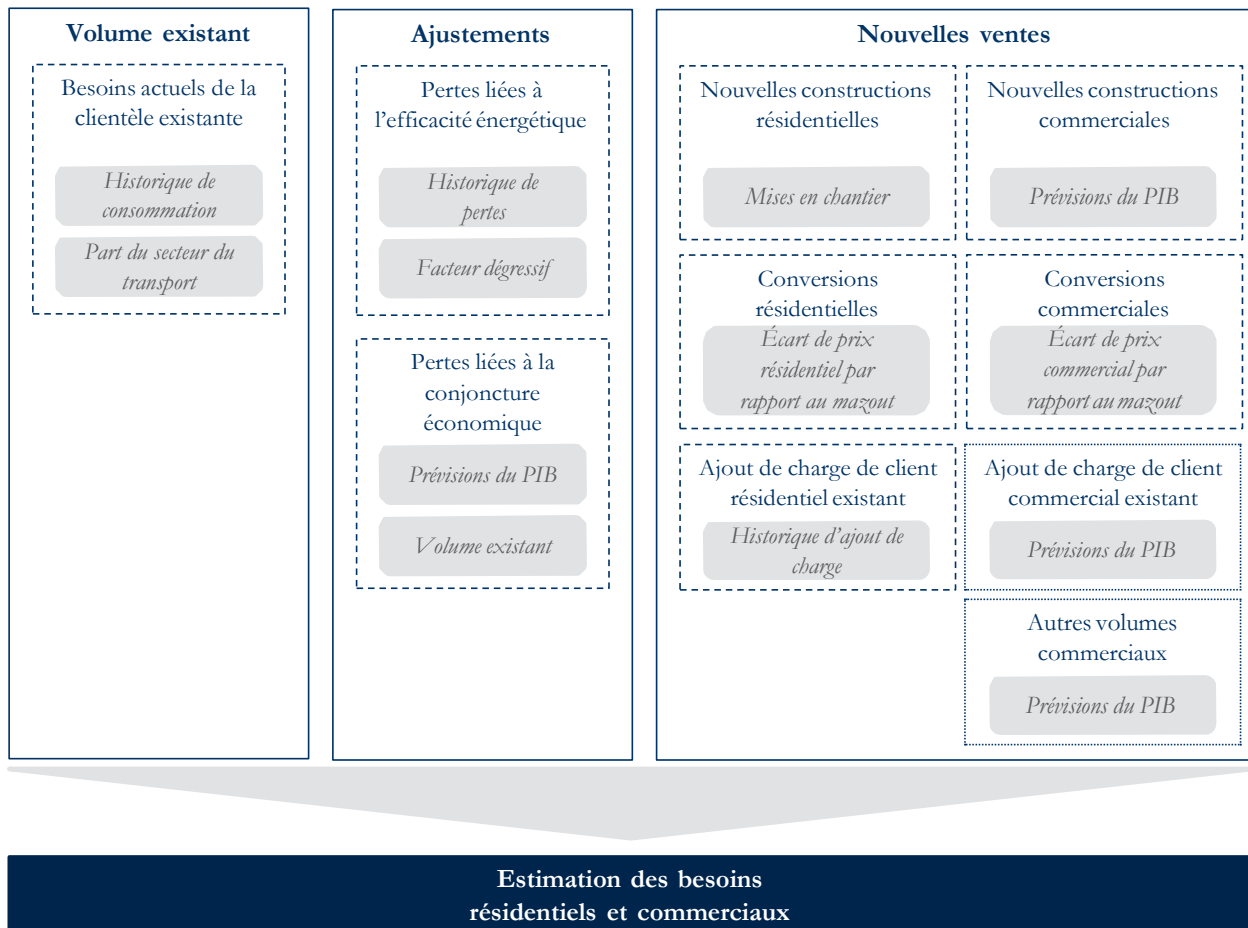
5 II.1.3 SCÉNARIO DE BASE DE LA DEMANDE RÉSIDENTIELLE ET COMMERCIALE

- 6 ● La disponibilité des données historiques ne permet pas d'établir un modèle précis dans lequel les facteurs
 7 principaux influençant la demande auraient été statistiquement pris en compte. Il a toutefois été possible
 8 de segmenter la demande et d'appliquer des projections d'indicateurs par segment qui expliquent en
 9 bonne partie les variations.
- 10 ● Gaz Métro et Gazifère ont fourni à KPMG-SECOR certaines données de ventes historiques. Celles-ci ne
 11 pouvaient être utilisées pour estimer directement la demande résidentielle et commerciale étant donné
 12 que la segmentation utilisée est basée sur les tarifs et ne correspond pas exactement à la définition du
 13 secteur telle qu'énoncée ci-haut. En effet, le segment qui s'approche le plus du secteur résidentiel et
 14 commercial, soit celui des tarifs D1 et D3 dans le cas de Gaz Métro, inclut certains clients industriels; de
 15 la même manière que le segment du tarif D4, par exemple, comprend quelques clients institutionnels.
 16 Toutefois, nous avons utilisé ces données afin d'émettre ou valider certaines hypothèses.
- 17 ● Ainsi, la demande résidentielle et commerciale a été segmentée selon trois éléments, tels qu'illustrés dans
 18 le schéma méthodologique ci-dessous :
- 19 1 Les volumes existants basés sur les besoins actuels de la clientèle existante;
 - 20 2 Les ajustements ou pertes de volumes;
 - 21 3 Les nouvelles ventes générées par les besoins de nouveaux clients ou de clients existants.

22 Cette segmentation a été réalisée selon les données historiques de ventes de Gaz Métro, où nous avons
 23 considéré la part de chaque élément dans les sommes des ventes aux tarifs D1 et D3 entre 2005 et 2013.
 24 Il est à noter que Gaz Métro détient environ 95 % des parts du marché résidentiel et commercial au
 25 Québec selon la classification de Statistique Canada¹⁰.

¹⁰ Cette part de marché est calculée selon les données fournies par Gazifère à KPMG-SECOR, soit son historique de vente selon la même segmentation que Statistique Canada pour la période 2010 à 2013. Rappelons qu'il est difficile d'évaluer cette part de marché en s'appuyant sur les données de Gaz Métro qui possède une segmentation basée sur les tarifs.

1 **FIGURE 6 : MÉTHODOLOGIE D'ESTIMATION DES BESOINS RÉSIDENTIELS ET COMMERCIAUX**
 2 *Besoins en gaz naturel 2015-2030*



3
 4 Sources : Analyse KPMG-SECOR

5 **II.1.3.1 VOLUMES EXISTANTS**

- 6 ● L'approche utilisée pour les volumes existants est essentiellement historique. Le volume de gaz naturel à
 7 une année donnée est ainsi égal au volume normalisé existant à l'année précédente auquel on a retranché
 8 les pertes de volumes liées à différents facteurs et additionné le volume généré par les nouvelles ventes.
- 9 ● Le volume existant initial est basé sur les ventes de gaz naturel pour les secteurs résidentiel et commercial
 10 documentées par Statistique Canada. Par exemple, l'estimation de la demande en 2014 est basée sur le
 11 volume existant en 2013. Une part de 2 % correspondant à la portion du secteur du transport¹¹ est
 12 soustraite au volume commercial.
 13

¹¹(Gonzalez, Ordas Criado, & Herrmann, Septembre 2013)

II.1.3.2 AJUSTEMENTS

- 1 ● Chaque année, les ventes sont diminuées par deux éléments :
 - 2 ● des pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique et aux économies d'énergie; et,
 - 3 ● des pertes et variations de consommation liées à la conjoncture économique.
- 4 ● La première catégorie de pertes peut être évaluée selon différentes sources. Dans son mémoire présenté à
5 la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec¹², Gaz Métro affirme qu'« au cours des dernières
6 années, les économies annuelles moyennes se sont maintenues à un peu plus de 0,5 % de la demande »,
7 dans le cadre du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ). Par ailleurs, dans son plan
8 d'approvisionnement 2015-2018¹³, Gaz Métro prévoit des économies d'énergies attribuables au PGEÉ
9 qui représentent en moyenne 0,66 % de la demande, auxquelles s'ajoutent des économies hors
10 programme et d'autres économies liées aux énergies nouvelles de l'ordre de 1,05 % de la demande en
11 moyenne. De plus, les données historiques de Gaz Métro montrent que ces économies (dans le cadre
12 d'un programme et hors programme) ont représenté au total 1,4 % de la demande en moyenne sur les
13 cinq dernières années. Enfin, Gazifère évalue également les économies attribuables au PGEÉ à environ
14 0,5 % de la demande sur la dernière décennie.
15
- 16 ● Au vu de ces éléments, KPMG-SECOR prend l'hypothèse dans le scénario de base que les économies
17 liées à l'efficacité énergétique représentent une diminution annuelle de 1,7 % de la demande jusqu'en
18 2030. À cette diminution s'ajoute un facteur de -0,1 % afin de refléter la baisse de volume en lien avec le
19 réchauffement climatique¹⁴.
- 20 ● La deuxième catégorie de pertes, qui est liée à la conjoncture économique, a été estimée selon trois
21 variables. Premièrement, ces pertes dépendent du volume existant de la demande. Deuxièmement, ces
22 pertes sont corrélées à la croissance du PIB. Enfin, elles comprennent une part résiduelle non contrôlable
23 basée sur des facteurs externes (par exemple, des faillites, des fermetures, des décès, etc.) qui impliquent
24 une perte de clients résidentiels ou commerciaux. L'estimation des pertes a été triangulée avec les
25 données de Gaz Métro, selon lesquels, ces pertes ont compté dans le passé pour 3 % à 7 % du volume
26 existant. Dans notre modèle, ces pertes varient entre 3% et 4% du volume existant pour la période
27 étudiée.

II.1.3.3 NOUVELLES VENTES

- 28 ● L'estimation de la demande provenant de nouvelles ventes est réalisée séparément pour les clientèles
29 résidentielle et commerciale. Entre 1994 et 2013, la somme totale des ventes de gaz naturel se répartit en
30 27 % de volume résidentiel et 73 % de volume commercial¹⁵. Ces proportions sont utilisées pour répartir
31 les nouvelles ventes entre ces deux catégories pour l'année 2013.
32
- 33 ● Dans les secteurs résidentiel et commercial, les nouvelles ventes sont principalement induites par trois
34 types d'évènements : les nouvelles constructions, les conversions d'un autre type d'énergie vers le gaz
35 naturel et les ajouts de charge de clients existants. Dans le secteur commercial, une quatrième catégorie
36 s'ajoute. Elle concerne les nouveaux clients et regroupe principalement les ajouts de volumes sans
37 conversion et la remise en service après une longue interruption. On l'appellera « autres volumes
38 commerciaux ».

¹²(Gaz Métro, 2013d)

¹³(Gaz Métro, 2013c)

¹⁴(Gaz Métro, 2013c)

¹⁵(Statistique Canada, s.d.)

- 1 • En considérant la répartition des volumes historiques de ventes de Gaz Métro entre 2005 et 2013¹⁶ et la
2 Cause tarifaire 2014¹⁷, les ventes liées aux nouvelles constructions représentent 79 % du volume de
3 nouvelles ventes résidentielles, les conversions résidentielles représentent 18 % et les ajouts de charge de
4 la part de clients existants représentent environ 3 %. Pour les ventes commerciales, les volumes liés aux
5 nouvelles constructions représentent 32 % du volume total, les conversions représentent 15 %, les ajouts
6 de charge de la part de clients existants représentent 20 % et les autres volumes commerciaux 32 %. Ces
7 proportions sont utilisées pour segmenter les nouvelles ventes résidentielles et commerciales pour
8 l'année 2013.
- 9 • Les nouvelles ventes résidentielles liées aux mises en chantier résidentielles dépendent de l'évolution du
10 marché de l'habitation. Une analyse de régression entre les données historiques de Gaz Métro et le
11 nombre de mises en chantier permet de confirmer cette corrélation. Le *Conférence Board du Canada*¹⁸
12 estime que les mises en chantiers de logements au Québec seront moins nombreuses au cours des
13 prochaines années. Le nombre de nouveaux logements va ainsi décroître à un rythme annuel moyen de
14 2,1 % entre 2014 et 2030¹⁹. Ainsi, cette catégorie de nouvelles ventes prend en compte les variations
15 prévues de mises en chantier. Les ventes liées aux nouvelles constructions commerciales, elles, sont
16 évaluées en fonction de la croissance du PIB réel. Ce dernier devrait connaître une hausse annuelle
17 moyenne de 1,7 % entre 2014 et 2030, selon le *Conférence Board du Canada*²⁰.
- 18 • Les conversions résidentielles et commerciales sont estimées en fonction de la position concurrentielle
19 du gaz naturel par rapport au mazout dans chacun de ces secteurs, une situation qui devrait rester
20 favorable au gaz naturel comme discuté précédemment.
- 21 • Les ajouts de charge de clients existants demeurent constants pour le secteur résidentiel et évoluent en
22 fonction de la croissance du PIB réel pour le commercial. Enfin les nouveaux volumes commerciaux
23 sont également estimés selon la croissance du PIB réel.

24 II.1.3.4 ESTIMATION DE LA DEMANDE RÉSIDENTIELLE ET COMMERCIALE

- 25 • La figure suivante présente une synthèse des résultats de l'estimation selon le scénario de base. Dans
26 l'ensemble, la demande de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial atteindrait 2 530 Mm³
27 en 2030. Cela représenterait une croissance annuelle moyenne composée de 0,5 % entre 2015 et 2030 et
28 une hausse totale de plus de 230 Mm³ par rapport à l'année 2013. Cette évolution est principalement
29 attribuable à une perspective économique positive, mais modérée, et au maintien de la position
30 concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout.

¹⁶(Documents internes de Gaz Métro)

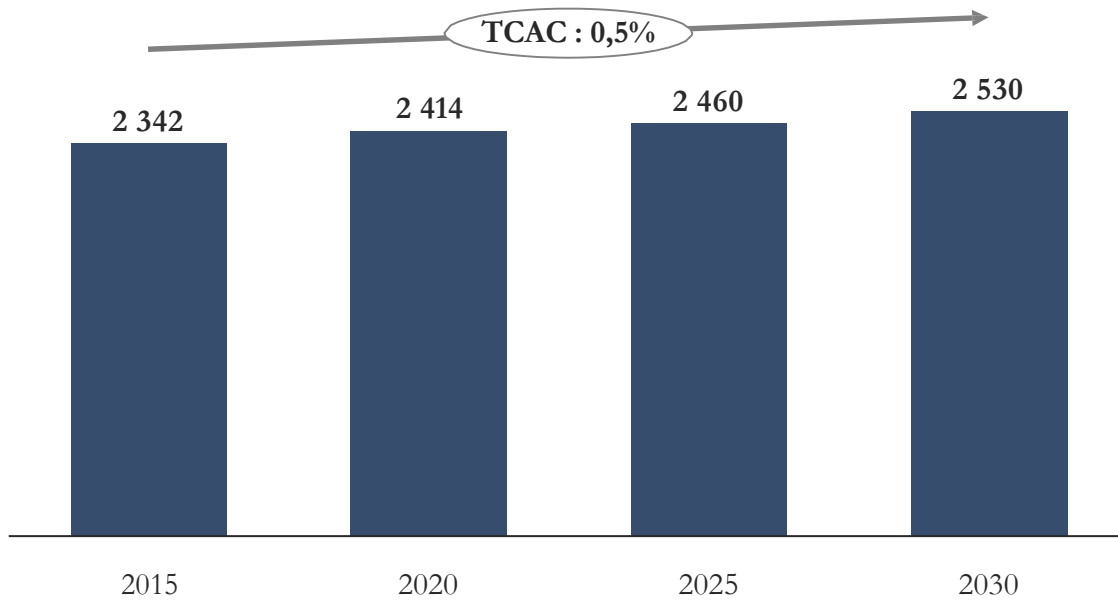
¹⁷(Gaz Métro, 2013a)

¹⁸(Conférence Board du Canada, 2014)

¹⁹ Cette estimation s'explique principalement par l'inversion de la pyramide des âges. En effet, la population âgée de plus de 65 ans va dépasser pour la première fois celle de moins de 25 ans, passant de 16,5% de la population en 2014 à 25,1% en 2035. Ceci entraînerait une diminution de la population active et, ultimement, une baisse de la consommation et des mises en chantiers.

²⁰(Conférence Board du Canada, 2014)

1 FIGURE 7 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET
2 COMMERCIAL
3 2015-2030; %; Mm^3



5

6 Sources : Analyse KPMG-SECOR

II.2 DEMANDE DU SECTEUR DES TRANSPORTS



- L'analyse de la demande pour le secteur des transports aborde trois volets :
 1. Le transport ferroviaire : on considère seulement le transport de marchandises par rail. Le transport de passagers n'est pas pris en compte en raison du caractère marginal de ce type de déplacement au Québec;
 2. Le transport routier : on considère seulement le transport de marchandises par route. Le transport de passagers n'est pas pris en compte;
 3. Le transport maritime : on considère le transport de passagers et de marchandises par voie maritime.

II.2.1 TRANSPORT FERROVIAIRE

- La consommation énergétique de ce secteur repose en grande partie sur le diesel utilisé par les locomotives.
- Au cours des dernières années, la consommation de carburant a été stagnante pour l'ensemble de l'industrie du chemin de fer et en légère baisse pour les deux principaux transporteurs de marchandises, Canadian National (CN) et Canadian Pacific (CP), tel qu'illustré à l'Annexe 4 – Secteur des transports Figure 466 : Consommation de carburant diesel par transporteur au Québec. Cette évolution s'explique par des mesures d'efficacité énergétique qui compensent l'augmentation de volume et entraînent une consommation de carburant plus efficace, et donc proportionnellement moindre. Ces mesures passent notamment par des initiatives d'optimisation opérationnelle, de modernisation des infrastructures et d'améliorations technologiques²¹.
- Le carburant représente une source de coût importante pour les transporteurs. En effet, selon l'EIA²², les sept chemins de fer de classe 1, incluant le CN et le CP, ont dépensé au total plus de 11 milliards de dollars US en diesel en 2012, soit 23 % de leurs dépenses opérationnelles.
- De fait, l'efficacité énergétique est une préoccupation constante de l'industrie, qui a grandement progressé sur ce point ces 10 dernières années²³. Le gain financier engendré par ces mesures d'efficacité énergétique pourrait toutefois venir être atténué par le coût croissant du diesel. Par conséquent, les économies susceptibles d'être engendrées par une conversion au gaz naturel suscitent un intérêt grandissant de la part des compagnies ferroviaires. Rappelons que le gaz naturel présente un avantage de prix significatif par rapport au diesel, avantage qui devrait perdurer d'ici à 2030.
- Ainsi, le CN a démarré récemment un programme pilote pour tester quatre locomotives roulant au gaz naturel liquéfié (GNL)²⁴. La première des quatre locomotives à double carburant commandées a été livrée par le fabricant Electro-Motive Diesel au printemps 2014. Ce premier projet-pilote adoptera un taux d'utilisation du GNL qui se situe entre 60 % et 80 %, avec la possibilité de basculer sur un mode 100 % diesel si nécessaire²⁵.

²¹ (Railway Association of Canada, 2010)

²² (EIA, 2014a)

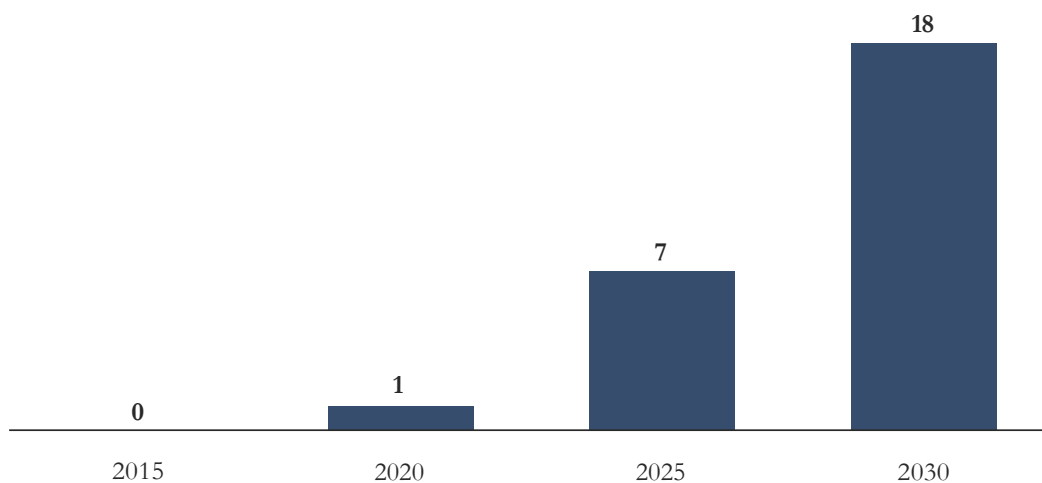
²³ (Railway Association of Canada, 2012, December)

²⁴ (Reuters J. K., 2014)

²⁵ (Smith, 2014)

- 1 ● L'estimation des besoins du secteur ferroviaire de la présente section couvre uniquement ceux en
2 provenance du Canadien National (CN) et du Canadien Pacifique (CP), considérés comme les principaux
3 candidats à l'adoption du GNL au Québec. En effet, leurs réseaux ferroviaires peuvent se coupler avec
4 celui du gaz naturel. Il est à noter que la demande des autres joueurs régionaux est écartée de l'estimation,
5 car considérée comme marginale.
- 6 ● Tel que mentionné précédemment, KPMG-SECOR a considéré les besoins des réseaux nord-côtiers de
7 façon distincte et ceux-ci sont inclus dans une section ultérieure.
- 8 ● Les besoins du CN et du CP sont estimés à partir de leur consommation historique de carburant. Tout
9 d'abord, on suppose que la consommation totale demeure constante et égale à la moyenne des dix
10 dernières années jusqu'en 2030. Cette hypothèse est basée sur le caractère stagnant de la consommation
11 de carburant dans le passé, tel que mentionné précédemment.
- 12 ● Afin d'établir le taux de pénétration du gaz naturel liquéfié, KPMG-SECOR s'est appuyée sur le scénario
13 de référence de l'EIA²⁶. Celui-ci estime que la consommation de gaz naturel dans le secteur représentera
14 35 % de la consommation de carburant en 2040. La demande prendra son élan autour de 2020, après une
15 période initiale de tests et de mise en place des infrastructures, entre 2017 et 2020. On suppose
16 également une augmentation linéaire du taux de pénétration du GNL entre 2020 et 2030, tel qu'illustré
17 par l'EIA dans son modèle.
- 18 ● Ainsi, les besoins en GNL du CN et du CP augmenteront progressivement à partir de 2020 pour
19 atteindre 18 Mm³ gazeux en 2030.

20 **FIGURE 8 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LE TRANSPORT FERROVIAIRE**
21 *2015-2030; Mm³*



22

23 *Sources : Analyse KPMG-SECOR*

²⁶ (EIA, 2014a)

II.2.2 TRANSPORT ROUTIER

- Tel que mentionné précédemment, KPMG-SECOR a considéré uniquement le transport routier de marchandises, laissant de côté le transport collectif. Il nous apparaît clair que le Québec semble privilégier une approche d'électrification pour ce segment²⁷.
- La circulation des camions sur le réseau routier québécois a connu une croissance importante ces dernières années. Les données les plus récentes du ministère des Transports²⁸ montrent non seulement une hausse du nombre de déplacements, mais aussi une augmentation du tonnage total transporté ainsi que du nombre total de kilomètres parcourus (voir Annexe 4 – Secteur des transports, Tableau 10 : Indicateurs clés liés au camionnage au Québec).
- Actuellement, une faible portion des camions roulent au gaz naturel, qui peut être sous forme liquéfiée ou comprimée (GNL ou GNC). On dénombre 318 véhicules fonctionnant au GNL ou GNC au Québec²⁹, soit 0,2 % de la flotte totale. Le marché est relativement lent à se développer pour plusieurs raisons selon l'avis d'experts et de joueurs de l'industrie interviewés :
 - Le renouvellement de la flotte ou la conversion de la flotte existante au GNL représente un investissement en capital non négligeable;
 - Les infrastructures de ravitaillement ne sont pas encore suffisamment développées;
 - Les transporteurs connaissent une courbe d'apprentissage importante lorsqu'ils passent au GNL;
 - L'adaptation des procédures d'entretien des flottes est souvent sous-estimée;
 - Une formation spécifique pour les chauffeurs est recommandée;
 - La fiabilité de ces nouveaux moteurs est encore méconnue.
- Du point de vue de l'industrie, les déterminants pour s'équiper en camions roulant au GNL sont de trois ordres : le prix, la distance parcourue et le tonnage transporté. Ainsi, plus la distance parcourue est longue et plus le tonnage transporté est élevé, plus les transporteurs ont intérêt à s'équiper en camions roulant au GNL. Tel que mentionné précédemment, les infrastructures disponibles influencent aussi la demande potentielle. Pour le ravitaillement des camions, Gaz Metro a amorcé le déploiement du projet de la Route Bleue³⁰. Actuellement, trois stations sont en service au Québec. À l'horizon 2030, on s'attend à ce que le Québec comporte 50 stations publiques et 80 privées en service pour permettre aux camions de s'approvisionner en gaz naturel³¹.
- Par ailleurs, la réduction de l'empreinte environnementale du transport routier des marchandises figure parmi les priorités du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques du gouvernement du Québec, qui subventionne trois technologies permettant l'utilisation du moteur au gaz naturel. Ainsi, dans le cadre du programme « Écocamionnage » du ministère des Transports du Québec, une subvention représentant 30 % des dépenses admissibles est ainsi accordée aux transporteurs qui font l'acquisition des technologies suivantes³² :
 - Westport – Westport 15 L;
 - Cummins Westport – Cummins Westport 8.9 L ISL G;
 - Cummins Westport – Cummins Westport ISX 12 G.

²⁷ (Ministère du Conseil exécutif, 2013)

²⁸ (Ministère des Transports du Québec, 2013)

²⁹ (Gaz Métro Solution Transport)

³⁰ (Gaz Métro, 2013d)

³¹ Gaz Metro Solutions Transport

³² (Ministère des Transports Québec, 2013)

- Pour estimer les besoins du secteur du transport routier, KPMG-SECOR s'est appuyé sur les éléments suivants : l'évolution de la flotte de véhicules de transport de marchandises, le taux de pénétration du gaz naturel ainsi que la consommation annuelle moyenne de carburant par véhicule.
- L'estimation de la flotte de véhicules est basée sur le nombre de camions en circulation tel que documenté par la SAAQ³³. Le nombre de camions immatriculés au Québec est fortement corrélé à l'évolution du PIB, comme en témoigne le graphique ci-dessous. Pour cette raison, l'estimation de la flotte de camions au Québec est donc prévue en fonction de l'évolution du PIB réel selon les données du Conference Board du Canada³⁴.

FIGURE 9 : COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET TRACTEURS AYANT L'AUTORISATION DE CIRCULER ET DU PIB
2003-2012; base 100 en 2003



Sources : Données statistiques de la Société d'assurance automobile du Québec, Conference Board du Canada, Analyse KPMG-SECOR

- Il est à noter que l'industrie du camionnage est fragmentée au Québec. En effet, 81 % des transporteurs possèdent deux camions ou moins tandis que les transporteurs ayant 10 camions ou plus représentent 4% du nombre de transporteurs tout en possédant 50 % de la flotte totale³⁵. Il est raisonnable de penser que les transporteurs les plus enclins à adopter le GNL dans un avenir proche seront les plus grands transporteurs. En effet, l'investissement initial peut rebuter les plus petits joueurs, puisque les camions fonctionnant au GNL peuvent coûter jusqu'à deux fois à l'achat que leurs équivalents roulant au diesel³⁶. Toutefois, nous estimons qu'à moyen et long terme, ces joueurs adopteront également le gaz naturel (GNL ou GNC) afin de ne pas hériter d'un désavantage concurrentiel par rapport aux grands transporteurs. Ainsi, notre estimation se base sur l'ensemble des camions au Québec.
- Afin d'établir le taux de pénétration du gaz naturel dans le secteur du transport routier de marchandises, KPMG-SECOR s'est appuyée sur le modèle prévisionnel développé par l'EIA³⁷. Basé sur les prévisions de consommation énergétique totale du secteur et de sa consommation estimée de gaz naturel, KPMG-SECOR a estimé les taux de pénétration du gaz naturel pour la période étudiée. Ainsi, la consommation

³³ (SAAQ)

³⁴ (Conference Board du Canada, 2014)

³⁵ (Ministère des Transports du Québec, 2013)

³⁶ (The Motley Fool, 2014)

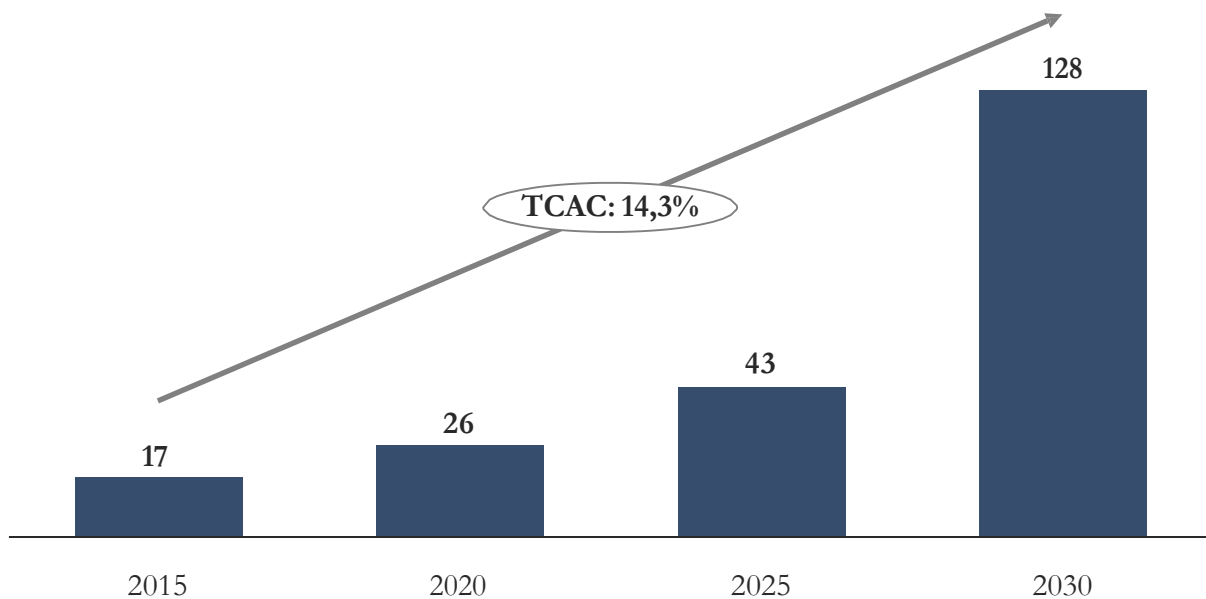
³⁷ (EIA, 2014a)

- 1 de gaz naturel dans le secteur croîtra significativement avec un taux de pénétration de 0,2 % en 2012,
2 0,4 % en 2020, 0,7 % en 2025 et 1,9 % en 2030 (et jusqu'à 8,5 % en 2040). Cette croissance progressive
3 est induite dans une phase initiale par les camions moyens roulant au GNC sur des parcours relativement
4 plus courts et souvent répétitifs, qui ne nécessitent pas une infrastructure développée à grande échelle. La
5 plus grande part de croissance arrive dans un deuxième temps, lorsque l'infrastructure
6 d'approvisionnement est davantage déployée sur les axes routiers. La croissance est alors fortement
7 stimulée par les camions lourds roulant au GNL, qui parcourent de grandes distances et affichent une
8 consommation de carburant relativement élevée. Ce deuxième facteur de croissance est d'autant plus
9 important que la rentabilisation de la conversion au gaz naturel est plus évidente pour les transporteurs.
10 En effet, les longues distances parcourues permettent des économies de coûts de carburant qui
11 compensent plus aisément l'investissement initial en achat d'équipement.
- 12 ● Ce taux de pénétration est appliqué au nombre de véhicules estimés. En effet, la consommation d'énergie
13 du secteur est fortement corrélée au nombre de véhicules de transport routier en circulation, tel
14 qu'illustré à l'Annexe 4 – Secteur des transports.
 - 15 ● Par ailleurs, la consommation annuelle moyenne de carburant par camion est actuellement évaluée à
16 42 000 m³ de gaz naturel (gazeux) selon les données de Gaz Métro³⁸. À ce chiffre, KPMG-SECOR
17 applique un facteur d'efficacité énergétique fonction de l'évolution de l'indicateur d'efficacité énergétique
18 estimé par l'EIA pour les camions de transport de marchandises³⁹. Ce facteur vient diminuer la
19 consommation par camion d'en moyenne 0,8 % par an entre 2012 et 2030.
 - 20 ● Ainsi, les résultats de l'analyse estiment que les besoins en gaz naturel pour le transport routier de
21 marchandises augmenteront significativement passant de 17 Mm³ en 2015 à 128 Mm³ en 2030.

³⁸ Donnée fournie par Gaz Métro selon l'historique de consommation de ses clients Transport.

³⁹ (EIA, 2014a)

1 FIGURE 10 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LE TRANSPORT ROUTIER DE
2 MARCHANDISES
3 2015-2030; Mm³



4
5 Sources : Analyse KPMG-SECOR

6 II.2.3 TRANSPORT MARITIME

- 7 ● À l'échelle du secteur maritime de l'Est canadien, les propriétaires de navires immatriculés au Canada
8 opèrent plus de 90 navires marchands et autant de remorqueurs⁴⁰. Par ailleurs, le secteur comprend
9 également des armateurs exploitant des navires immatriculés à l'étranger.
- 10 ● La pression réglementaire sur les transporteurs maritimes s'est intensifiée au cours des dernières années
11 pour réduire la pollution. Les règles touchent soit la teneur en soufre du carburant utilisé soit la teneur en
12 dioxyde d'azote des émissions des moteurs. De plus, les exigences diffèrent selon que l'on circule dans
13 les eaux mondiales ou dans des zones à émissions contrôlées (ZEC)⁴¹. Jusqu'à présent, la limite de la
14 teneur en soufre des carburants marins était fixée à 1 % au Canada et aux États-Unis. Dès janvier 2015,
15 la teneur maximale en soufre sera réduite à 0,1 %.
- 16 ● Le resserrement de ces exigences aura plusieurs impacts dans les prochaines années. Premièrement, il est
17 possible que l'approvisionnement en carburant (du diesel de haute performance) respectant ces exigences
18 soit insuffisant pour combler la demande et son coût sera vraisemblablement plus élevé. Deuxièmement,
19 il sera nécessaire de s'équiper d'une technologie permettant de mesurer les émissions des moteurs, ce qui
20 aura un impact sur les coûts.
- 21 ● Afin de se conformer à la législation, trois alternatives sont possibles : l'utilisation de carburants
22 conformes (p. ex. le diesel « propre »), l'adoption de technologies d'atténuation des émissions (p. ex. les
23 épurateurs) et les carburants alternatifs, dont le GNL⁴².

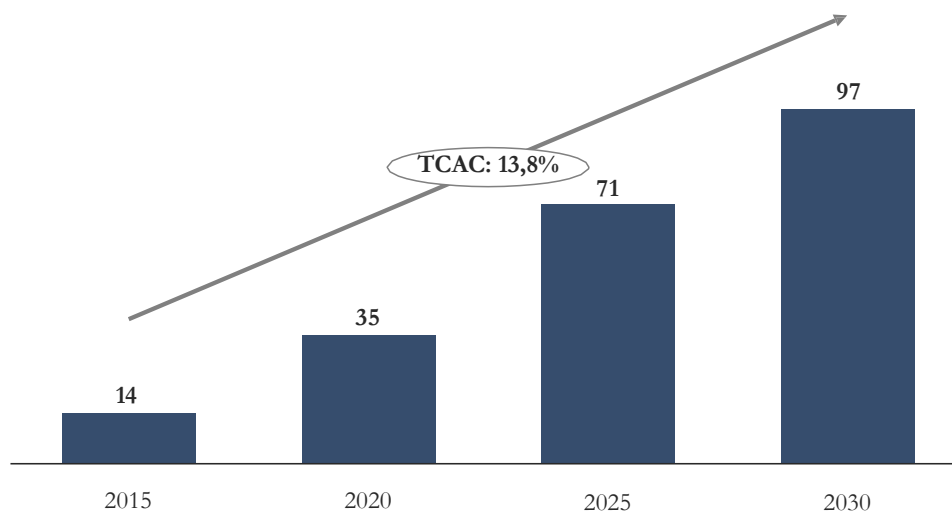
40 (CSPC, 2014)

41 L'ensemble de la côte-est en Amérique du Nord est une ZEC, incluant l'estuaire du Saint Laurent.

42 (CSPC, 2014)

- 1 ● L'estimation de la demande pour le GNL se fonde sur les travaux réalisés par Canadian Pacific
2 Consulting Services (CPCS)⁴³. CPCS a estimé la demande en gaz naturel provenant des types de navires
3 circulant dans le secteur maritime du Saint-Laurent : vraquiers, navires-citernes, transporteurs de
4 marchandises générales, remorqueurs, navires passagers et traversiers, flotte internationale.
- 5 ● Les entrevues menées montrent que deux éléments sont déterminants pour inciter les armateurs à
6 s'équiper en navires au GNL : disposer d'infrastructures portuaires adéquates et diminuer
7 significativement les coûts de carburant. Ainsi, ces entrevues mènent à conclure que la demande de GNL
8 ne sera pas linéaire, mais il y aurait plutôt un point de bascule à partir du moment où ces conditions
9 seront réunies.
- 10 ● Les estimations de CPCS ont été adaptées à la suite d'entrevues avec des experts du secteur. Notamment,
11 le volume affecté aux remorqueurs a été retiré puisque l'intérêt de certains grands joueurs pour le GNL
12 est très limité en raison d'investissements récents. La demande estimée par CPCS est aussi décalée de 5
13 ans, sauf pour deux types de navires : internationaux et passagers. En effet, l'Europe et l'Asie semblent
14 plus avancées en termes d'infrastructures, les navires en provenance de ces régions pourraient donc être
15 équipés plus rapidement. En ce qui concerne les navires transportant des passagers, la Société des
16 Traversiers du Québec (STQ) et McKeil sont deux marchés à forte probabilité d'adoption du GNL.⁴⁴ La
17 STQ met ainsi en services trois nouveaux traversiers dès 2015. Le premier, le NM F.-A.-Gauthier, est le
18 plus gros navire de la flotte de la STQ. Mis à l'eau en juin dernier, il est exploité entre Matane, Baie-
19 Comeau et Godbout et consommera 10 Mm³ gazeux par an selon CPCS. Les deux autres devraient être
20 exploités entre Tadoussac et Baie-Sainte-Catherine et consommeraient chacun 2 Mm³ par an (CPCS).
- 21 ● Enfin, un autre ajout aux estimations de CPCS a été fait afin de refléter la récente décision de
22 Desgagnés⁴⁵ de construire six navires à double carburant dans les quatre prochaines années.
- 23 ● En conclusion, l'estimation se chiffre à 14 Mm³ en 2015, 35 Mm³ en 2020, 71 Mm³ en 2025 et à 97 Mm³
24 en 2030 (voir graphique ci-dessous).

25 FIGURE 11 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LE TRANSPORT MARITIME
26 2015-2030; Mm³



27 Sources : CPCS, Analyse KPMG-SECOR
28

29

⁴³ (CSPC, 2014)

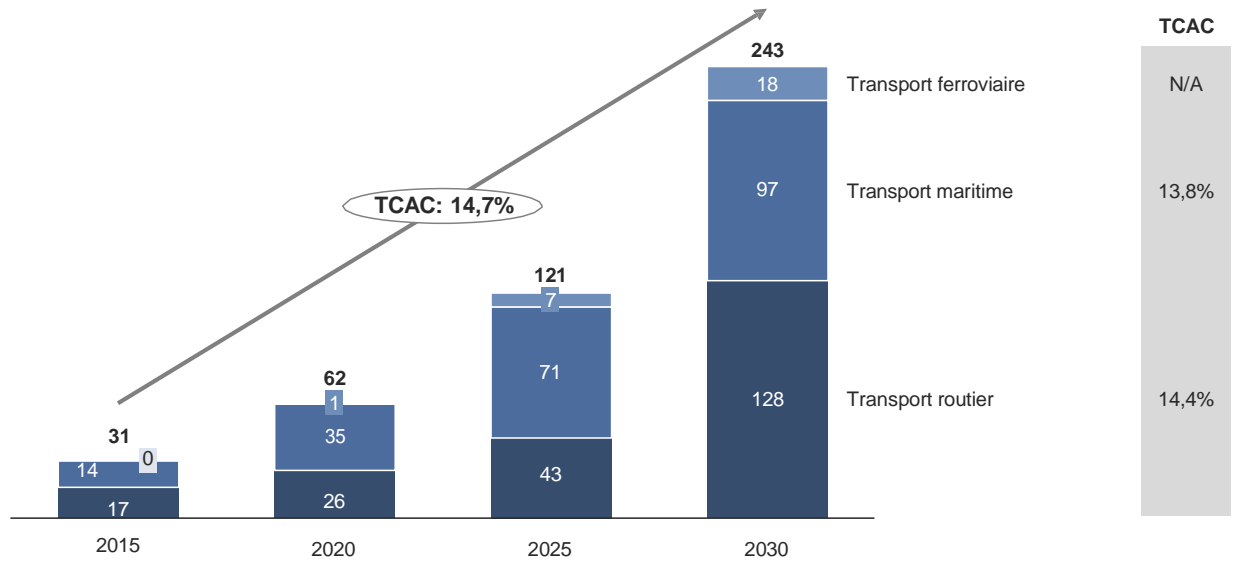
⁴⁴ Ibid

⁴⁵ (LeSoleil, 2014)

1 II.2.4 BILAN DES PRÉVISIONS

- 2 ● En conclusion, les besoins du secteur des transports seront en forte croissance pour atteindre 243 Mm³ à
 3 l'horizon 2030. Cette demande sera stimulée par les trois sous-secteurs avec toutefois une dominance du
 4 transport routier et maritime.

5 FIGURE 12 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL POUR LE SECTEUR DES TRANSPORTS
 6 2015-2030; Mm³



7
8
9

Sources : Analyse KPMG-SECOR

II.3 BESOINS INDUSTRIELS



II.3.1 DÉFINITION DU SECTEUR

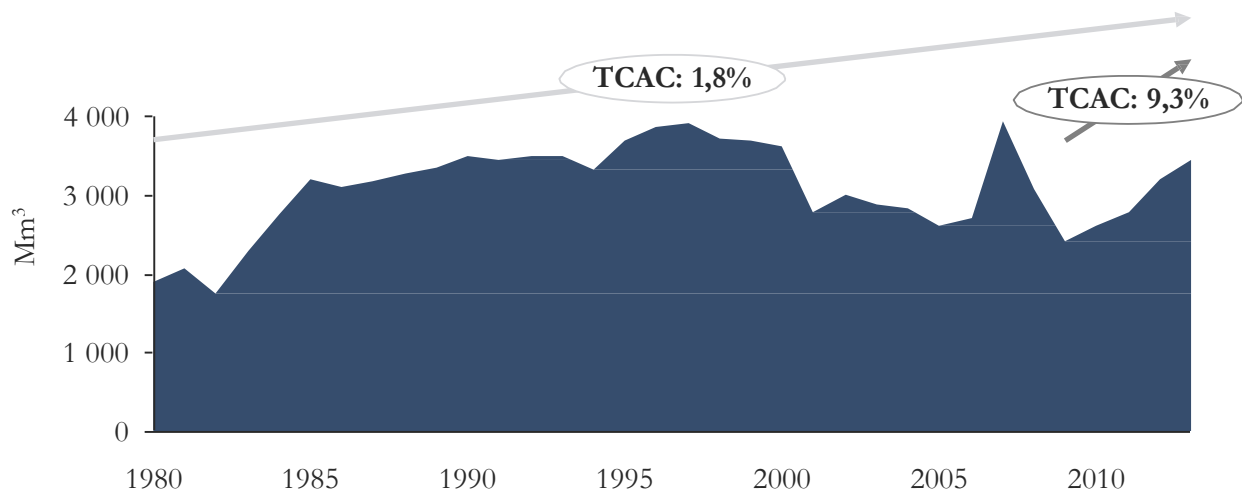
- La définition du secteur industriel s'appuie principalement sur la convention utilisée par Statistique Canada. Ainsi, le volet industriel considère les besoins de gaz naturel pour l'usage industriel comme étant le gaz vendu aux clients s'occupant de la transformation plus ou moins complète de matières brutes ou semi-ouvrées en produits différents ou de formes différentes⁴⁶.
- Cette définition comprend notamment les établissements miniers et manufacturiers, mais elle exclut les clients institutionnels.

II.3.2 HISTORIQUE DE CONSOMMATION

- Au cours des trente dernières années, les ventes de gaz naturel pour les secteurs industriels ont connu une croissance annuelle moyenne de 1,8 % (voir graphique suivant).
- Malgré une croissance sur l'ensemble de la période, la consommation de gaz naturel a connu une diminution marquée au tournant des années 2000. Cette diminution peut notamment s'expliquer par la différence de prix relativement au mazout lourd durant cette période. Entre 2000 et 2006, le prix relatif du mazout lourd étant plus faible, bon nombre de clients ont migré vers l'énergie la moins dispendieuse, diminuant ainsi les ventes de gaz naturel de manière importante.
- La brève croissance de la consommation enregistrée en 2006 s'explique principalement par la mise en activité de la centrale thermique de Bécancour dont il sera spécifiquement question dans la suite du rapport.
- Le développement de l'industrie du gaz de shale aux États-Unis est cependant venu changer la donne. L'abondance de la ressource, dont l'exploitation a débuté à grande échelle à partir de 2007, a fait en sorte de diminuer considérablement le prix du gaz naturel, notamment par rapport à celui du mazout lourd. Le gaz naturel est alors devenu une des sources d'énergie économiquement stable les moins chères pour des fins industrielles sur le marché nord-américain.

⁴⁶ (Statistique Canada, 2014)

1 FIGURE 13 : VENTES DE GAZ NATUREL POUR LE SECTEUR INDUSTRIEL
 2 1980-2013; %; Mm³

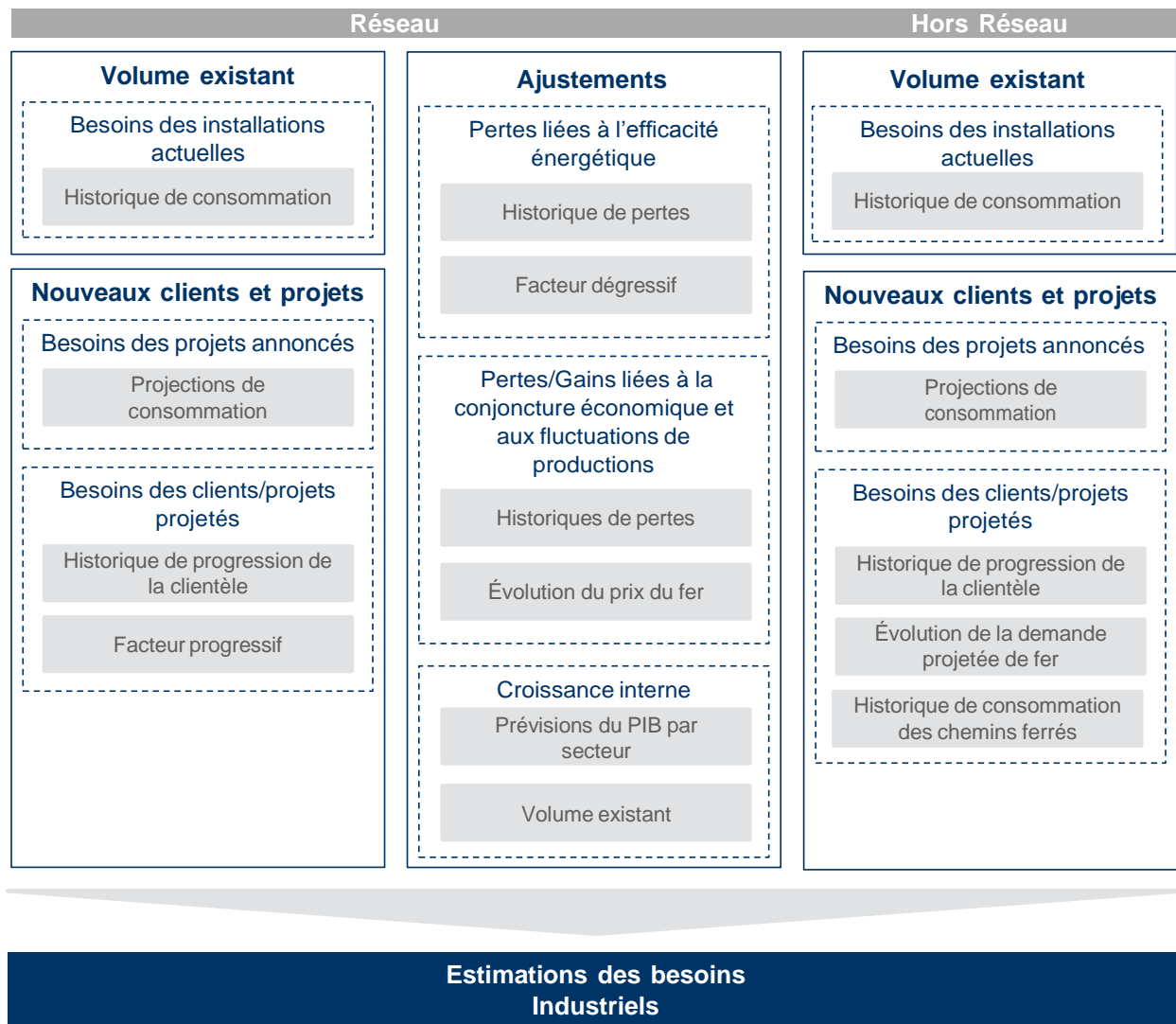


3
 4 Sources : Statistique Canada, Analyse KPMG-SECOR

6 II.3.3 MÉTHODOLOGIE

- 7
- 8 ● KPMG-SECOR base son analyse sur différentes sources de données. Il a ainsi été possible de miser sur
 9 des données historiques de ventes pour les clients industriels de Gaz Métro et de Gazifère. En plus de
 10 ces données historiques, KPMG-SECOR s'est appuyé sur son intelligence de marché et a pu recenser
 11 une liste préliminaire de projets économiques susceptibles d'être alimentés au gaz naturel. Par exemple,
 12 les responsables des principaux projets sur le réseau ont été contactés afin d'en apprécier la probabilité de
 13 réalisation, tout comme les dirigeants des projets miniers d'importance dans la zone de la Fosse du
 14 Labrador. Ces informations ont été jumelées à celles des distributeurs. La liste des projets potentiels, les
 15 probabilités de réalisation ainsi que les volumes considérés sont présentés à l'Annexe 3. Outre ces
 16 données et informations de première main, KPMG-SECOR a basé son analyse sur un ensemble
 d'informations publiques (rapport d'experts, articles, plan d'approvisionnements, etc.).
 - 17 ● Sur ces bases, l'approche privilégiée s'est donc divisée selon deux axes étudiés indépendamment :
 18 ● l'appréciation de l'évolution des besoins existants sur le réseau; et,
 19 ● l'évaluation des besoins potentiels hors réseau.
 - 20 ● Chacune de ces deux catégories est évaluée selon trois niveaux d'analyse. Chacune des analyses est elle-
 21 même alimentée par une série d'intrants permettant d'appuyer les conclusions du rapport (voir
 22 Figure 14).

1 **FIGURE 14 : INTRANTS EMPLOYÉS POUR L'ANALYSE DES BESOINS INDUSTRIELS**
 2 *Besoins en gaz naturel 2015-2030*



3
 4 *Sources : Analyse KPMG-SECOR*

1 II.3.4 ESTIMATION DES BESOINS « RÉSEAU »

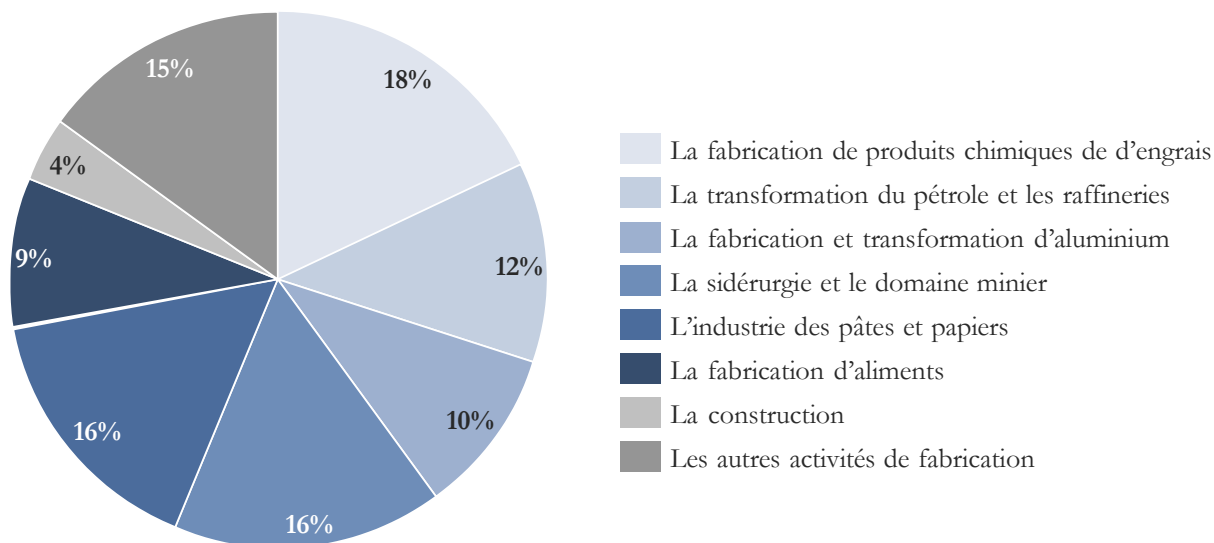
2 II.3.4.1 CROISSANCE INTERNE

- 3 ● La croissance interne est la hausse potentielle de la demande des consommateurs actuels. Elle est
4 fonction de l'évolution du chiffre d'affaires des joueurs du secteur, d'une croissance du marché dans
5 lesquels ils opèrent, ou d'une expansion hors de leur marché initial.
- 6 ● En s'appuyant sur des sources tant internes qu'externes, une analyse exhaustive des divers éléments
7 externes affectant l'offre et la demande des secteurs touchés ainsi que sur l'expertise interne de KPMG-
8 SECOR, l'approche choisie analyse chaque secteur industriel indépendamment et tente de jauger les
9 perspectives de croissance de ceux-ci suivant des horizons à court (2015), moyen (2020) et long terme
10 (2030).
- 11 ● La segmentation sectorielle privilégiée est basée sur l'approche proposée par le rapport de Gonzalez et al
12 (2013)⁴⁷. La consommation industrielle est donc divisée en huit catégories :
- 13 1. La fabrication de produits chimiques de base, de pesticides et d'engrais;
 - 14 2. La fabrication et le soutien des produits du pétrole et la raffinerie;
 - 15 3. La fabrication et la transformation de l'aluminium;
 - 16 4. La première et seconde transformation minière (sidérurgie);
 - 17 5. L'industrie des pâtes, papiers et le traitement des résidus forestiers;
 - 18 6. La fabrication d'aliments;
 - 19 7. La construction;
 - 20 8. Les autres activités de fabrication.
- 21 ● Ainsi, la consommation industrielle observée en 2012 fournie par Statistique Canada est utilisée en tant
22 que valeur de base, laquelle est segmentée selon les ratios proposés par le rapport Gonzalez et al (2013)⁴⁸.
23 Cette segmentation est présentée à la Figure 15.

⁴⁷ (Gonzalez, Ordas Criado, & Herrmann, Septembre 2013)

⁴⁸ Ibid

1 FIGURE 15 : SEGMENTATION DES BESOINS INDUSTRIELS PAR SECTEUR
 2 2012; en %



3
 4 Sources : Gonzalez et al (2013), Analyse KPMG-SECOR

- 5 ● En fonction de ces valeurs sectorielles, des perspectives de croissance sont alors appliquées afin d'évaluer
 6 l'impact de la croissance interne.

7 II.3.4.1.1 LA FABRICATION DE PRODUITS CHIMIQUES DE BASE, DE PESTICIDES ET D'ENGRAIS

- 8 ● Le secteur de la fabrication de produits chimiques de base, de pesticides et d'engrais comprend les
 9 établissements dont l'activité principale est la transformation et préparation de produits et de composés
 10 chimiques à partir de procédés de base tels que le craquage thermique et la distillation. Les produits
 11 chimiques fabriqués par les établissements de ce groupe sont généralement des molécules ou composés
 12 chimiques distincts⁴⁹.
- 13 ● Ce domaine utilise ainsi la molécule de gaz naturel comme intrant afin de la transformer en d'autres
 14 molécules voulues. On a donc pris comme hypothèse qu'il existe une relation directe entre la
 15 consommation de gaz naturel et la quantité de produits finis obtenus.
- 16 ● Toutefois, compte tenu de la multitude des produits issus de ce secteur, l'analyse de la croissance fut
 17 divisée selon deux catégories distinctes : dans un premier temps, les produits chimiques de base et dans
 18 un second, les pesticides et engrais.
- 19 ● Dans le premier cas, les produits chimiques de base sont le dénominateur commun d'un vaste éventail de
 20 produits tel que l'oxyde de magnésium employé dans la fabrication de la peinture, la fabrication de
 21 ciment ainsi que le traitement des eaux usées. Le Québec possède aussi des usines de dioxyde de titane
 22 consommant une grande quantité de gaz naturel pour leurs opérations. L'analyse de la consommation
 23 historique de gaz naturel des principaux clients issus de cette sous-catégorie permet d'établir une
 24 corrélation avec la croissance du PIB industriel total. Les perspectives de ce sous-secteur se sont donc
 25 appuyées sur la croissance attendue du PIB industriel total, soit 1,74 % d'ici 2020 et 1,84 % entre 2020 et
 26 2030.

⁴⁹ (Statistique Canada, 2014)

- 1 Dans le deuxième cas, on peut observer que le Québec importe 100 % de sa production d'urée⁵⁰, un
2 engrais azoté très répandu et obtenu à partir du gaz naturel. S'appuyant sur la consommation historique
3 des clients de Gaz Métro, ce segment a été considéré comme marginal par rapport à l'ampleur de la
4 demande du sous-segment des produits chimiques de base. Toutefois, avec le prix relatif anticipé du gaz
5 naturel, ce segment risque de connaître une croissance intéressante par l'émergence de nouveaux projets.
6 Il est à noter que la construction du projet IFFCO serait le premier projet de transformation du gaz
7 naturel en urée sur le sol québécois. Cette croissance par projet/nouveaux clients est considérée dans la
8 section ultérieure correspondante de ce rapport.
- 9 Ainsi, la croissance interne du secteur s'est appuyée sur les perspectives de la production du secteur
10 industriel québécois⁵¹, une croissance limitée de la population et un prix du gaz naturel faible. On
11 anticipe donc une augmentation annuelle moyenne des besoins en gaz naturel de 1,7 % jusqu'en 2020 et
12 de 1,8 % de 2020 à 2030⁵². Rappelons que ces perspectives n'incluent pas de nouveaux projets (qui
13 viendront lus loin dans le document).

14 II.3.4.1.2 LA FABRICATION ET LE SOUTIEN DES PRODUITS DU PÉTROLE ET DE RAFFINERIE

- 15 Selon la définition du système de classification industriel de l'Amérique du Nord (SCIAN), ce sous-
16 secteur comprend les établissements dont l'activité principale est la transformation du gaz naturel en
17 produits intermédiaires et finis⁵³. Ce sous-secteur comprend, par exemple, des raffineries ainsi que des
18 usines pétrochimiques. De manière similaire au secteur précédent, la fabrication de produits du pétrole et
19 son raffinage utilisent la molécule de gaz naturel comme intrant afin de la transformer en d'autres
20 molécules voulues. La différence entre les deux réside dans le fait que l'une développe une molécule
21 basique tandis que l'autre produit, par raffinage, des composés pétrochimiques tels que des oléfines
22 (éthylène, propylène, butylène) et des aromatiques (benzène, toluène, xylène) permettant la fabrication de
23 résines et polymères.
- 24 La fabrication de produits pétroliers et le raffinage offrent, à quelques pertes près, une relation directe
25 entre la consommation de gaz naturel et la quantité de produits finis obtenus. De ce fait, la demande a
26 une incidence directe sur les besoins en gaz naturel.
- 27 Par le craquage de la molécule de gaz naturel en oléfine ou aromatique, l'industrie de la pétrochimie est à
28 l'origine de la fabrication d'une foule de résines et de polymères de plastique eux-mêmes utilisés par
29 pratiquement tous les secteurs industriels, allant de la construction à la fabrication de biens de
30 consommation de la vie courante.
- 31 Le défi de l'industrie québécoise du raffinage et de la pétrochimie réside dans sa capacité à
32 s'approvisionner à coût compétitif en matières premières (gaz naturel ou pétrole brut). Contrairement au
33 raffinage du pétrole qui a connu des difficultés ces dernières années, la partie gaz naturel des raffineries a
34 pu miser sur une forte croissance de ses besoins. Avec la restructuration du marché québécois à la suite
35 de la fermeture de la raffinerie Shell en 2010, les bas prix du gaz naturel et la qualité des infrastructures
36 québécoise ont incité les joueurs majeurs du raffinage du gaz naturel à maximiser l'utilisation de leurs
37 hydrocraqueurs.
- 38 La croissance des besoins interne en gaz naturel pour ce secteur est donc intimement liée à la
39 consommation anticipée des deux principales raffineries au Québec. Considérant l'étendue des secteurs
40 employant des produits issus de la pétrochimie, les perspectives sont donc basées sur celles du PIB
41 industriel total du Québec jusqu'en 2020, tel que prévu par le CBC.

⁵⁰ (LeDevoir, 2012)

⁵¹ Ibid

⁵² (Conference Board du Canada, 2014)

⁵³ (Statistique Canada, 2014)

- 1 ● Suivant cette logique, une croissance plus faible est à prévoir après 2020. En effet, alimenté par le faible
2 coût du gaz naturel en Amérique du Nord, il est prévu un ajout progressif de capacité à travers le
3 continent équivalent à environ 54 % de la capacité américaine actuelle⁵⁴. Alors que plus de 39% de la
4 production canadienne est vouée à l'exportation vers les États-Unis, bon nombre de projets
5 pétrochimiques verront le jour d'ici 2019 aux États-Unis, dont 2 dans le Nord-Est américain à proximité
6 du Québec. Malgré des investissements importants des raffineries québécoises afin de moderniser leur
7 équipement et augmenter leur capacité, cette concurrence accrue, notamment de projets profitant du
8 bassin Marcellus sur la cote-est américaine⁵⁵, signifie une possible diminution de la croissance prévue par
9 rapport aux chiffres employés initialement soit le PIB industriel total. Selon ces facteurs, la croissance
10 interne du secteur est évaluée à 1,5 % (par rapport à 1,84 %) pour la période de 2020 à 2030.

11 II.3.4.1.3 PRODUCTION ET TRANSFORMATION D'ALUMINIUM

- 12 ● Ce secteur industriel comprend les établissements dont l'activité principale consiste : à extraire de
13 l'alumine, généralement de minerais de bauxite; à produire de l'aluminium à partir de l'alumine; à raffiner
14 l'aluminium par n'importe quel procédé; à laminier, étirer, couler, extruder de l'aluminium et à fabriquer
15 des alliages d'aluminium pour produire des formes simples⁵⁶.
- 16 ● Au cours des vingt dernières années, la consommation mondiale d'aluminium a progressé à un rythme
17 annuel de près de 5 %. Alors que les pays occidentaux étaient les moteurs de la croissance de la demande
18 entre 1960 et 2000, la Chine a représenté la majeure partie de la croissance de la consommation
19 d'aluminium entre 2000 et 2010. Ce pays devrait ainsi représenter 48,9 % de la demande mondiale
20 d'aluminium en 2014.
- 21 ● Cette consommation devrait connaître une croissance soutenue au cours des prochaines années,
22 notamment avec les investissements des pays émergents en transport et infrastructure et une
23 augmentation de la consommation chinoise d'environ 20 % d'ici 2020. En Amérique du Nord,
24 l'accroissement des contraintes environnementales (notamment pour les émissions de CO₂) et
25 l'électrification des transports devraient entraîner des besoins d'allègement des véhicules. Pour cela,
26 l'aluminium semble particulièrement bien placé au regard de ses caractéristiques de légèreté et de
27 durabilité^{57 58}.
- 28 ● En réponse à la hausse de la consommation, la production mondiale d'aluminium a presque doublé au
29 cours des dix dernières années. Cette croissance a principalement eu lieu en Chine qui a représenté 47 %
30 de la production mondiale en 2013 contre 22,1 % en 2004.⁵⁹ Hors Chine, la croissance a quasi
31 exclusivement pris place au Moyen-Orient⁶⁰ qui a vu sa production doubler entre 2004 et 2013,
32 notamment grâce à des coûts énergétiques particulièrement attractifs. Ces deux régions ont ainsi accaparé
33 la presque totalité des investissements d'expansion des dix dernières années. Le Canada, dont la
34 production provient à 90 % du Québec, se positionne au quatrième rang des pays producteurs derrière la
35 Chine, le Moyen-Orient et la Russie.

⁵⁴ (Gas Processing News, 2013) – basé sur l'éthylène, l'élément pétrochimique le plus répandu en Amérique du Nord

⁵⁵ (Pittsburgh's Action News, 2014, April)

⁵⁶ (Statistique Canada, 2014)

⁵⁷ Une étude de Ducler International montre ainsi un potentiel de croissance de plus de 50 % pour l'intensité de consommation d'aluminium par véhicule d'ici 2015.

⁵⁸ La récente annonce de Ford pour les châssis de ses futurs F150 qui seront construits en aluminium en lieu et place de l'acier s'inscrit dans ce cadre-là.

⁵⁹ Cette concentration de la production en Chine a été stimulée dans un contexte où ce métal a été considéré comme stratégique pour le pays, des investissements importants ayant ainsi été consacrés au soutien de l'industrie, même si le prix au comptant avant moulage de la production chinoise n'était pas compétitif.

⁶⁰ Notamment à Bahreïn, au Qatar et aux Émirats Arabes Unis.

- 1 • Cette forte croissance de la production en Chine et au Moyen-Orient a mené à une surproduction
2 d'aluminium au niveau mondial, et ce, malgré la hausse de la demande. Il en a résulté une hausse
3 importante des stocks d'aluminium primaire, qui sont passés de 8,3 millions de tonnes en 2006 à 14,6 en
4 2013. De plus, les capacités de production d'aluminium primaire ont été sous-utilisées en 2013 avec un
5 taux moyen d'utilisation de 80 % (89 % en Amérique du Nord). Si ces taux peuvent quand même
6 apparaître élevés par rapport à d'autres industries, ils ne sont pas soutenables dans un secteur intensif en
7 capital comme l'aluminium primaire.
- 8 • La situation de surproduction a entraîné une baisse des prix de 43 % depuis le sommet atteint en mars
9 2008, nonobstant une faible reprise en 2010 et 2011. Dans ce contexte de prix historiquement bas de
10 nombreuses alumineries se trouvent peu ou pas compétitives et plusieurs alumineries ont fermé dans les
11 régions où les coûts de production sont relativement élevés, notamment en Europe où les installations de
12 production vieillissent ainsi qu'aux États-Unis. Plusieurs autres alumineries seraient également
13 susceptibles de fermer à court ou moyen terme.
- 14 • On devrait assister au cours des prochaines années à une poursuite de la croissance de la production
15 mondiale d'aluminium de première fusion. Le marché mondial de l'aluminium restera hautement
16 concurrentiel et certaines régions, dont la Chine et le Moyen-Orient, continueront à se démarquer par
17 leurs capacités de produire à des coûts compétitifs pour des raisons différentes – main-d'œuvre à bon
18 marché en Chine et coût de l'énergie bas au Moyen-Orient. Néanmoins, la Chine fait actuellement face à
19 des enjeux relativement à ses capacités de production d'électricité, tandis que le Moyen-Orient concentre
20 davantage ses efforts sur un accroissement de la chaîne de valeur en amont et en aval que sur
21 l'accroissement de la production primaire d'aluminium.
- 22 • La production d'aluminium primaire s'est fortement développée au Québec en raison de la disponibilité
23 d'énergie électrique à prix compétitif. Elle a notamment affiché une progression fulgurante au cours des
24 années 80, puis des années 2000. Le Québec a vu sa production croître en continu jusqu'en 2008 lorsque
25 celle-ci a atteint un sommet avec de 2,8 millions de tonnes, mais ce niveau est en légère décroissance
26 depuis.
- 27 • Avec 8 % de la consommation totale du secteur industriel, l'industrie de l'aluminium est actuellement le
28 cinquième plus grand utilisateur industriel de gaz naturel au Québec.
- 29 • Malgré le gel actuel de la plupart des projets d'investissements, cette industrie devrait continuer à se
30 développer au Québec au cours des prochaines décennies.
- 31 • Dans un futur immédiat, la rétention des capacités de production au Québec devrait être assurée grâce à
32 la volonté énoncée de vouloir conserver des coûts énergétiques attractifs pour les alumineries au Québec
33 grâce à la renégociation et au renouvellement de contrats spéciaux d'approvisionnement en électricité⁶¹ et
34 à la définition d'une nouvelle stratégie de développement qui concernera l'ensemble de la filière.
35 L'expansion des capacités de production devrait principalement provenir d'améliorations technologiques
36 et de gains de productivité :
 - 37 • Rio Tinto Alcan développe actuellement la technologie AP60, en cours d'expérimentation au sein de
38 l'aluminerie d'Arvida – Centre technologique AP60. Fruit de plusieurs années de recherche en France
39 et au Québec cette technologie pourrait permettre de réduire les coûts de production jusqu'à 40 %.
40 Cette aluminerie produira 60 000 tonnes d'aluminium par an et se veut une vitrine mondiale de cette
41 technologie pour Rio Tinto Alcan;
 - 42 • Rio Tinto Alcan vient également d'obtenir l'accord du ministère du Développement durable pour
43 augmenter les capacités annuelles de production de son usine d'Alma de 450 000 tonnes à 510 000
44 tonnes; cette augmentation sera obtenue grâce à l'amélioration des processus de production;

⁶¹ Ce qui permet aux alumineries s'approvisionnant auprès d'Hydro Québec de disposer de tarifs inférieurs au tarif L. L'ensemble de l'approvisionnement d'Alcoa et d'Aluminerie Alouette est assuré par Hydro Québec tandis que Rio Tinto Alcan tire une partie de son approvisionnement de ses propres installations hydroélectriques.

- 1 • À la suite de la conclusion de nouvelles ententes tarifaires avec le gouvernement en février 2014,
2 Alcoa s'est engagée à investir 250 millions de dollars dans la modernisation des capacités de
3 production de ses trois alumineries au Québec d'ici 2019.
- 4 • Dans une perspective à plus long terme, plusieurs projets majeurs d'expansion sont susceptibles de voir
5 le jour au Québec :
 - 6 • La phase 3 de l'aluminerie Alouette pourrait augmenter les capacités annuelles de production de près
7 de 400 000 tonnes;
 - 8 • Le projet d'expansion de l'aluminerie de Deschambault d'Alcoa, reporté en 2011 à une date ultérieure
9 à 2016 à cause des mauvaises conditions de marché, pourrait ajouter annuellement 250 000 tonnes à
10 la production actuelle;
 - 11 • Les phases 2 et 3 du projet AP60 de Rio Tinto Alcan pourraient représenter près de 340 000 tonnes
12 supplémentaires.
- 13 • La présente section de la croissance interne ne considère cependant pas les exploitations hors du réseau
14 actuel ni leurs projets. Ces alumineries hors réseau et ces nouveaux projets seront pris en compte
15 ultérieurement.
- 16 • L'ensemble de ces projets au Québec pourrait représenter près de 1 000 000 tonnes annuellement, soit
17 une augmentation des capacités de production de 40 %. Cela ne comprend pas l'installation potentielle
18 de nouveaux joueurs au Québec.
- 19 • Le scénario de base tient donc compte d'une croissance annuelle du marché de 1 % jusqu'en 2020, suivi
20 d'une période de croissance de 1,25 % jusqu'en 2030.

21 II.3.4.1.4 LA PREMIÈRE ET SECONDE TRANSFORMATION MINIÈRE (SIDÉRURGIE)

- 22 • Ce secteur inclut l'ensemble des activités liées à la première et seconde transformation minière
23 comprenant la fonderie de métaux, la production de métaux, la fabrication de produits en acier ainsi que
24 la fabrication de produits métalliques (excluant l'aluminium).
- 25 • Environ 500 Mm³ de gaz naturel sont consommés annuellement par ce secteur au Québec ce qui en fait
26 le troisième plus grand consommateur de gaz naturel dans le secteur industriel.
- 27 • Bien qu'il existe de nombreuses installations de transformation métallique au Québec, peu d'entre elles
28 utilisent du gaz naturel, une grande partie de la consommation étant représentée par Arcelor Mittal avec
29 son aciérie de Contrecœur⁶². Les autres installations ne consomment que peu ou pas de gaz naturel pour
30 deux raisons principales :
 - 31 • Le procédé de transformation ne nécessite que peu ou pas de chauffe, mais plutôt de l'électricité, ce
32 qui concerne notamment l'ensemble des procédés d'hydrométallurgie tels ceux utilisés dans l'affinerie
33 CEZinc de Valleyfield;
 - 34 • Le procédé de transformation utilise un four à arc électrique plutôt qu'un haut fourneau, c'est
35 notamment le cas pour les installations spécialisées dans le recyclage, telle la fonderie Horne de
36 Glencore Ranglan.

⁶² (ArcelorMittal, 2013)

- 1 • Les installations de transformations actuelles n'envisagent pas de conversion au gaz naturel et il n'existe
2 pas de plan connu d'expansion pour l'aciérie de Contrecœur. La sous-utilisation actuelle des aciéries en
3 Amérique du Nord rend de plus une telle expansion peu probable dans les années à venir⁶³.
- 4 • On prévoit ainsi une stagnation de la consommation de gaz naturel issue de la croissance organique de
5 ce marché d'ici 2030.

6 II.3.4.1.5 PÂTES, PAPIERS ET TRAITEMENT DES RÉSIDUS FORESTIERS

- 7 • La catégorie des pâtes et papiers et du traitement des résidus forestiers inclut l'ensemble des activités
8 consistant à fabriquer de la pâte à papier, du papier ou du carton, en combinaison ou non avec la
9 transformation du papier⁶⁴. La catégorie englobe aussi le traitement des résidus forestiers afin de les
10 valoriser.
- 11 • Le secteur des pâtes et papiers est le second plus grand utilisateur de gaz naturel, représentant environ
12 17 % de la consommation industrielle totale.
- 13 • L'industrie des pâtes et papiers est toutefois en pleine transformation et la demande pour les produits
14 traditionnels tels que le papier journal, le papier magazine et le papier pour imprimante est en forte
15 baisse. L'avenir réside dans la diversification des produits offerts. Ainsi les secteurs des papiers tissus, des
16 emballages, de la nanocellulose et fibre cellulosique, et des biocarburants seront des vecteurs de
17 croissance dans le futur. Les entreprises québécoises du secteur des pâtes et papiers gèrent actuellement
18 la décroissance de leur production traditionnelle en tentant de se repositionner sur ces nouveaux
19 segments porteurs.
- 20 • Les cas de l'usine Windsor de Domtar produisant désormais plus d'un million de tonnes par jour de
21 nanocellulose cristalline, et de Tembec et Fortress misant désormais sur la pâte cellulosique sont des
22 exemples de repositionnement récent dans le secteur des produits à valeur ajoutée.
- 23 • Il en résulte cependant que les joueurs tendent à réduire leur consommation de gaz naturel en modifiant
24 notamment leur système de séchage par des solutions alimentées au biogaz ou à l'électricité. Les
25 investissements des dernières années octroyés par Ottawa et Québec à Tembec et Domtar ont ainsi
26 contribué à la mise en œuvre de ces modifications⁶⁵.
- 27 • Bien qu'une diminution de la consommation de gaz naturel est à prévoir dans les prochaines années alors
28 que le marché lui-même retrouve un certain équilibre, il serait peu probable de voir une disparition
29 complète de l'utilisation du gaz naturel dans ce secteur. Les procédés thermomécaniques déjà en place
30 dans l'industrie au Québec ainsi que l'avantage compétitif du gaz naturel face aux autres sources d'énergie
31 en font une alternative peu coûteuse pour les entreprises désireuses de se recycler dans de nouveaux
32 procédés.
- 33 • En ce sens, la consommation de gaz naturel dans le secteur des pâtes et papiers est censée rester stable
34 jusqu'en 2020 pour ensuite progresser légèrement d'environ 1 % annuellement jusqu'en 2030.

⁶³ Les aciéries nord-américaines fonctionnaient ainsi à environ 80 % de leurs capacités de production en 2013, une performance moyenne dans cette industrie intensive en capital et en coûts de fonctionnement.

⁶⁴ (Statistique Canada, 2014)

⁶⁵ (LaPresse, 2011)

1 II.3.4.1.6 LA FABRICATION D'ALIMENTS

- 2 ● Suivant la description faite par Statistique Canada, ce sous-secteur comprend les établissements dont
3 l'activité principale est la production d'aliments destinés à la consommation humaine ou animale⁶⁶.
- 4 ● Appuyé par les données historiques de consommation de Gaz Métro et celle du *Conference Board of*
5 *Canada*, il fut observé que la consommation de gaz naturel n'est pas directement corrélée à la demande
6 alimentaire. En effet, le gaz naturel est principalement employé comme carburant dans les processus
7 permettant de chauffer/réchauffer/cuire les aliments, les cuves et fours. Ces systèmes de chauffage
8 possédant des limites fixes de production, des projets majeurs sont requis lorsque ces limites sont
9 atteintes. Ce phénomène fait en sorte que l'augmentation de la production n'entraîne pas une
10 augmentation directe de la consommation de gaz naturel. Uniquement l'ajout de nouvelles capacités via
11 des projets fait fluctuer la demande énergétique.
- 12 ● En ce sens, en s'appuyant sur les ventes historiques de gaz naturel auprès des principaux clients du
13 domaine, il est possible de conclure que les besoins énergétiques ne présenteront pas de croissance
14 interne au sens défini par cette section. Suivant la méthodologie présentée dans ce rapport, la croissance
15 affichée par le secteur de la fabrication d'aliments se retrouverait dans la section « nouveaux clients et
16 projets » (qui comprend à la fois l'expansion d'un client existant ou un nouveau client).
- 17 ● Ainsi, malgré la croissance espérée pour la demande issue de la transformation alimentaire, la
18 consommation de gaz naturel provoquée par une augmentation organique du chiffre d'affaires devrait
19 stagner d'ici 2030.

20 II.3.4.1.7 LA CONSTRUCTION

- 21 ● Le système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN) définit les activités liées au
22 domaine de la construction comme étant le secteur comprenant « les établissements dont l'activité
23 principale est la construction, la réparation et la rénovation d'immeubles et d'ouvrages de génie civil, et le
24 lotissement et l'aménagement de terrain⁶⁷ ».
- 25 ● La demande du secteur est fonction de la croissance économique liée au PIB et du nombre annuel de
26 mises en chantier, lui-même alimenté par le nombre de permis de bâtir octroyés. Les données historiques
27 permettent d'établir un lien entre la consommation de gaz naturel dans le secteur et l'évolution du PIB
28 québécois lié au domaine de la construction.
- 29 ● Le Québec a connu un cycle foncier en croissance pendant près de 15 ans. Certains indicateurs actuels
30 tels que les mises en chantier montrent cependant un ralentissement de la construction résidentielle⁶⁸.
- 31 ● Suivant cette observation, la croissance interne du secteur fut appuyée sur les projections du CBC
32 prévoyant une légère décroissance de 0,1 % jusqu'en 2020, suivi d'une reprise et d'une croissance
33 annuelle moyenne de 1 % pour la période comprise entre 2020 et 2030⁶⁹.
- 34

⁶⁶ (Statistique Canada, 2014)

⁶⁷ (Statistique Canada, 2014)

⁶⁸ (Conference Board du Canada, 2014)

⁶⁹ (Conference Board du Canada, 2014)

1 II.3.4.1.8 LES AUTRES ACTIVITÉS DE FABRICATION

- 2 ● Les autres activités de fabrication incluent tout autre secteur ou sous-secteur n'étant pas compris dans les
3 sections énumérées préalablement. Ces secteurs incluent notamment, l'industrie du meuble, du textile,
4 des cimenteries et de la génération électrique.
- 5 ● Étant donné le large éventail d'industries contenues dans cette section, il est difficile d'établir clairement
6 les facteurs affectant la demande et ultimement la croissance interne des besoins en gaz naturel.
- 7 ● Toutefois, compte tenu de l'accentuation des mouvements de *insourcing*⁷⁰ et de *insourcing*⁷¹ qui devraient
8 débiter d'ici 2015 et s'accroître d'ici 2020 et 2030, la croissance espérée du secteur manufacturier au
9 sens large est positive.
- 10 ● En effet, le Boston Consulting Group (BCG) dénote les signes avant-coureurs d'un rapatriement
11 progressif d'emplois liés à la production manufacturière initialement envoyés en Asie. Cette tendance est
12 entre autres alimentée par une augmentation soutenue des salaires chinois, un contrôle de la qualité à
13 distance ardu et un manque de communication bidirectionnel au niveau de la chaîne de valeur. Ainsi, au
14 fur et à mesure que les contrats avec les entités asiatiques viennent à échéance ou que des capacités
15 additionnelles sont requises, les entreprises nord-américaines vont considérer rapatrier en leur sol la
16 production.
- 17 ● Les estimations avancées en 2012 par BCG font état d'un intrant annuel variant entre 80 et 120 milliards
18 de dollars américains pour un total de 2 à 3 millions d'emplois. Ceci représenterait une augmentation de
19 la main-d'œuvre ouvrière de 25 % à l'échelle américaine. Leurs estimations vont jusqu'à prévoir le
20 rapatriement de 10 à 30 % de la production initialement envoyée en Asie. À la lueur de ces chiffres, il est
21 plausible de croire que ceci créera un environnement propice au développement de l'industrie
22 manufacturière québécoise, grand partenaire d'affaires des entreprises américaines⁷².
- 23 ● L'analyse de l'évolution du PIB industriel et de l'historique de consommation en gaz naturel du secteur a
24 révélé un lien positif et assez soutenu. Suivant cette logique, une croissance de 1,9 % serait à espérer pour
25 la période allant jusqu'à 2020 et de 2,0 % pour celle s'échelonnant de 2020 à 2030.

26 II.3.4.2 CROISSANCE INTERNE PRÉVUE

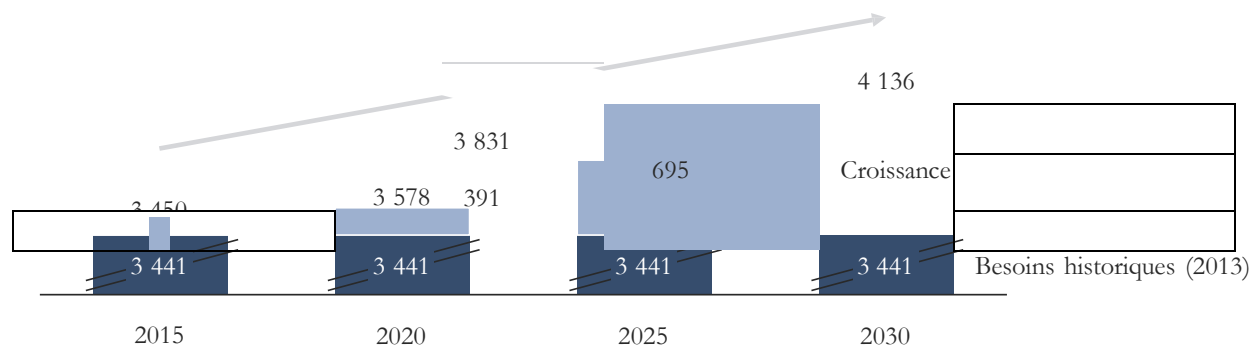
- 27 ● Par rapport à la consommation initiale calculée à partir de 2015, une croissance annuelle moyenne de
28 1,2% est à prévoir pour la période allant jusqu'en 2030. Ceci représente une augmentation annuelle
29 moyenne d'environ 41 Mm³. Un tableau récapitulatif est présenté à l'annexe 3.

⁷⁰ (BCG perspectives, s.d.)

⁷¹ (Boston Consulting Group)

⁷² (BCG perspectives, s.d.)

1 **FIGURE 16 : CONSOMMATION SUPPLÉMENTAIRE DUE À LA CROISSANCE INTERNE**
 2 2015-2030; %; Mm³



3 Sources : Analyse KPMG-SECOR

5 II.3.4.3 AJUSTEMENTS

- 6 ● Chaque année, les ventes sont affectées par deux éléments :
- 7 ● des pertes de volumes liées à l'efficacité énergétique et aux économies d'énergie; et,
- 8 ● des pertes de clients liées à la conjoncture économique et aux fluctuations de production
- 9 correspondantes.
- 10 ● La première catégorie de pertes peut être évaluée selon l'historique d'économies liées à l'efficacité
- 11 énergétique. Suivant les plans d'approvisionnement historiques et futurs de Gaz Métro, il fut possible
- 12 d'observer une économie annuelle moyenne d'environ 0,75 % de la valeur absolue de la consommation
- 13 dans le secteur industriel. Cela concorde avec celle émise par Gaz Métro dans son mémoire présenté à la
- 14 Commission sur les enjeux énergétiques du Québec⁷³, affirmant qu'« au cours des dernières années, les
- 15 économies annuelles moyennes se sont maintenues à un peu plus de 0,5 % de la demande. »
- 16 ● À la lumière de ces informations et considérant que le domaine industriel est potentiellement plus enclin
- 17 à réduire sa consommation énergétique compte tenu de l'importance de celle-ci sur les coûts totaux, sans
- 18 compter que les pressions concurrentielles ne s'atténueront pas au cours des prochaines années en raison
- 19 du maintien d'une compétition mondiale importante, une décroissance annuelle de 0,75 % fut conservée.
- 20 ● L'évolution de cette proportion dans le temps fut ajustée en fonction de la différence de prix du gaz
- 21 naturel par rapport à l'électricité sur la période étudiée. Ainsi, la croissance annuelle moyenne de la
- 22 proportion perdue en conservation énergétique est de 2 % sur la période étudiée.
- 23 ● Par conséquent, le scénario de base inclut des économies liées à l'efficacité énergétique représentant
- 24 annuellement une perte de 0,75 % des besoins. Ces économies représentent environ 27 Mm³ en 2020, 28
- 25 Mm³ en 2025, puis à 31 Mm³ en 2030.
- 26 ● La deuxième catégorie d'ajustements, qui est liée notamment à la conjoncture économique, comprend la
- 27 migration de clients vers d'autres sources d'énergies, les fermetures de certaines compagnies ainsi que les
- 28 augmentations temporaires dues aux valeurs changeantes des matières premières.
- 29 ● De la même manière, les ajustements se basent sur les données historiques et projetées issues du plan
- 30 d'approvisionnement de Gaz Métro démontrant une proportion annuelle moyenne de 0,74 %. Cette
- 31 proportion est notamment due à la position favorable du gaz naturel par rapport à d'autres énergies et

⁷³ (Gaz Métro, 2013d)

1 aux gains causés par la fluctuation de production. Gaz Métro comptant pour plus de 97 % des besoins
2 sur le territoire québécois, les hypothèses ont été appliquées à l'ensemble du Québec.

3 II.3.4.4 NOUVELLES VENTES ET PROJETS

- 4 ● Cette section définit toutes nouvelles ventes ou les projets s'ajoutant aux besoins industriels existants en
5 gaz naturel. Étant donné le nombre restreint de projets ayant un volume suffisant pour influencer les
6 résultats, chacun d'entre eux fut étudié individuellement. L'évaluation tient compte d'un pourcentage de
7 probabilité de réalisation avec une année précise d'entrée en fonction ainsi qu'une consommation
8 estimée.
- 9 ● L'analyse est basée sur les données de Gaz Métro et de Gazifère et de la connaissance de KPMG-
10 SECOR sur plusieurs de ces projets. L'analyse est réalisée en deux temps, étudiant d'abord l'ensemble
11 des projets déjà annoncés puis la projection de la demande potentielle issue de projets espérés sur un
12 horizon à long terme.
- 13 ● Ainsi, en ce qui a trait à l'approche visant à comptabiliser les initiatives déjà annoncées, une cinquantaine
14 de projets ont été évalués, dont une vingtaine ont été rapidement mis de côté puisqu'ils n'étaient pas
15 destinés à avoir recours au gaz naturel. Le pourcentage de probabilité des projets restants est évalué selon
16 divers critères, dont l'avancement, le financement et le marché. Selon les paramètres du scénario de base,
17 tout projet ayant une probabilité supérieure à 50 % est considéré. Le volume espéré de chaque projet
18 retenu est ensuite inclus dans l'estimation de chacun des scénarios.
- 19 ● Des projets initiaux, le scénario de base en retient 10 issus du secteur de la transformation d'aliments, de
20 la chimie/pétrochimie, de la métallurgie et des pâtes et papier. Ces projets représentent plus de 685
21 millions de m³ additionnels en 2030.
- 22 ● Avec des besoins annuels dans les environs de 770 millions de m³ pour une première phase et le double
23 pour une seconde phase, ce mégaprojet comptant pour plus de 65 % des besoins projetés pour
24 l'ensemble des nouvelles ventes et des projets, IFFCO est le plus grand consommateur potentiel de gaz
25 naturel dans l'horizon étudié.
- 26 ● IFFCO est un projet issu d'une coopérative agricole indienne visant à valoriser le gaz naturel en urée, un
27 engrais azoté. Avec une production estimée à 1,3 million de tonnes par année, le projet viserait à
28 desservir le marché agricole du Québec et ses environs. Jusqu'à présent en situation d'importation nette,
29 la région du nord-est de l'Amérique du Nord présente un grand potentiel pour le marché des engrais
30 azotés à la suite de la diminution du prix du gaz naturel. Avec d'autres projets similaires ayant pour
31 objectif d'approvisionner le même marché, une course contre la montre est lancée à savoir lequel de ces
32 investissements verra le jour en premier. Ayant déjà obtenu l'approbation du BAPE, IFFCO est en
33 bonne position. Les défis auxquels fait face le projet sont désormais d'être en mesure d'assurer un
34 approvisionnement à un prix compétitif de gaz naturel et d'être capable d'assurer la construction du site
35 de Bécancour. Si le projet est en mesure d'aller de l'avant, il devrait être complété fin 2017, pour un
36 début de production en 2018⁷⁴.
- 37 ● L'Alberta et la partie américaine du golfe du Mexique profitent de meilleurs prix pour le gaz naturel
38 ainsi que d'une expertise reconnue dans le secteur des molécules chimiques de base. Malgré tout, le
39 Québec jouit d'un prix du gaz naturel intéressant, d'infrastructures de transport ferroviaire et
40 maritime de qualité, d'une proximité à un marché de taille ainsi que d'une main-d'œuvre qualifiée
41 permettant à de telles industries de prospérer. En ce sens, le désavantage de prix affiché par le
42 Québec n'est pas assez grand pour empêcher quelconques projets d'engrais ou de pesticides de venir
43 s'y établir.

⁷⁴ (Entrevue avec David Tournier de IFFCO, 2014)

- Avec la diminution récente des prix du gaz naturel en Amérique du Nord, la région du nord-est des États-Unis, jadis importateur net d'engrais, se voit dans une position où il serait désormais possible de pouvoir produire afin de subvenir à ses besoins. Devant cette ouverture du marché, il existe une opportunité pour un nombre de joueurs restreint de s'implanter et d'approvisionner les marchés.
- La seconde catégorie tient compte des projets qui ne sont pas encore annoncés ou rendus publics, et donc dont les besoins sont encore méconnus. Pour ce faire, à l'aide des données fournies par Gaz Métro concernant la consommation historique des grands clients industriels, une analyse du nombre de nouveaux projets par année, en fonction de la conjoncture économique, et de leur consommation unitaire en gaz fut réalisée. On note ainsi qu'avec la croissance de PIB prévue au cours des prochaines années, près de 10 nouveaux projets ou clients industriels nécessitant du gaz naturel s'ajouteraient à chaque année sur la période de prévision 2015-30 (historiquement le nombre de nouveaux clients et projets varie entre 8 et 21 par année). La moyenne historique de consommation annuelle à maturité de ces projets fut évaluée tout juste en dessous de la barre des 5 Mm³ (des besoins annuels moyens de l'ordre de 4,8 Mm³ ont été utilisés).
- Ainsi, sachant qu'un certain nombre de projets et de nouveaux clients n'ayant pas rendu publics leurs plans auront des besoins en gaz naturel d'ici 2030, une courbe progressive basée sur l'étude des projections des divers secteurs permet l'ajout d'un nombre de projets donné par année.

II.3.4.5 CENTRALE THERMIQUE DE BÉCANCOUR

- Suivant un appel d'offres accepté par la Régie, Hydro-Québec a octroyé en 2002 un contrat à TransCanada Energy (TCE) pour un approvisionnement d'électricité en provenance d'une centrale de cogénération au gaz naturel. Construite à Bécancour, la centrale a démarré ses activités à l'automne 2006 pour une production de l'ordre de 4,3 TWh⁷⁵.
- En raison de surplus de production d'électricité, Hydro-Québec a conclu une entente avec TCE afin de suspendre son approvisionnement peu de temps après sa mise en service. « Selon les termes de l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE en vigueur, approuvés par la Régie en août 2009, la période de suspension des livraisons peut être prolongée année après année⁷⁶. » La production de la centrale de TCE est donc suspendue depuis le 1^{er} janvier 2008.
- Pour Gaz Métro, il s'agissait d'une demande de l'ordre de 900 Mm³ de gaz naturel à laquelle l'entreprise devait ainsi renoncer⁷⁷. C'est d'ailleurs ce qui explique la pointe de consommation de gaz naturel pour la seule année 2007.
- Dans son Plan d'approvisionnement 2014-2023, Hydro-Québec n'entend pas avoir recours à la Centrale de Bécancour sur l'horizon de sa planification : « les livraisons de TCE ne sont plus requises en base et auraient contribué à peine deux mois par hiver, et ce, à compter de 2022 seulement. [...]D'ici là, le Distributeur exercera son option de suspension annuelle⁷⁸ ».
- Le scénario de base (ainsi que le scénario favorable) maintiendra par conséquent une demande nulle jusqu'en 2025. Toutefois, après cette période, comme Hydro-Québec sera en déficit de capacité de l'ordre de 3000 MW selon son propre Plan d'approvisionnement, il apparaît justifié d'inclure une consommation d'appoint pour ces « deux mois d'hiver », ce qui représente 150 Mm³.

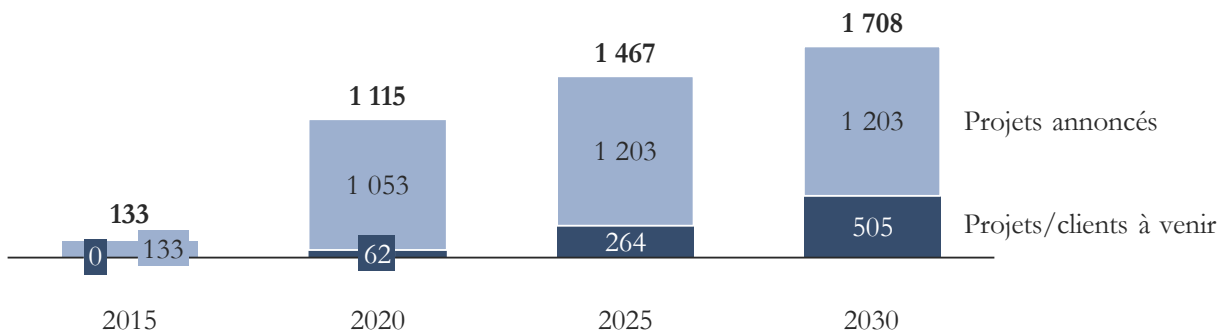
⁷⁵ (Hydro-Québec)

⁷⁶ (Hydro-Québec)

⁷⁷ (Gaz Métro)

⁷⁸ (Hydro-Québec)

1 FIGURE 17 : CONSOMMATION SUPPLÉMENTAIRE DUE À L' ADDITION DE NOUVEAUX CLIENTS/PROJETS
 2 2015-2030; Mm³



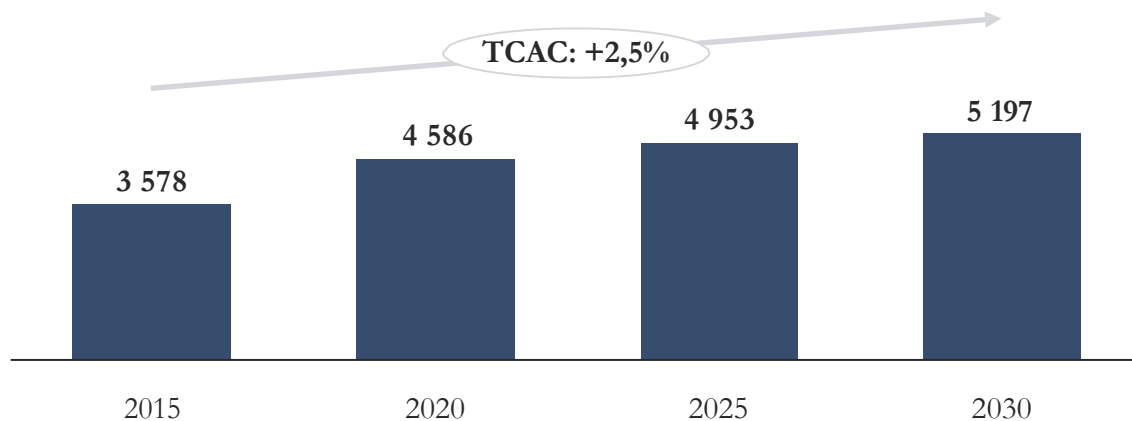
3
 4 Sources : Analyse KPMG-SECOR Besoins industriels totaux en gaz naturel des régions desservies

5 II.3.5 BESOINS INDUSTRIELS TOTAUX EN GAZ NATUREL DES RÉGIONS DESSERVIES

6 II.3.5.1 SCÉNARIO DE BASE

- 7 ● Les besoins industriels en gaz naturel pour le territoire québécois desservi par le réseau existant devraient
 8 croître à raison de 2,5 % en moyenne par année et atteindre une valeur absolue de 5 197 Mm³ en 2030.

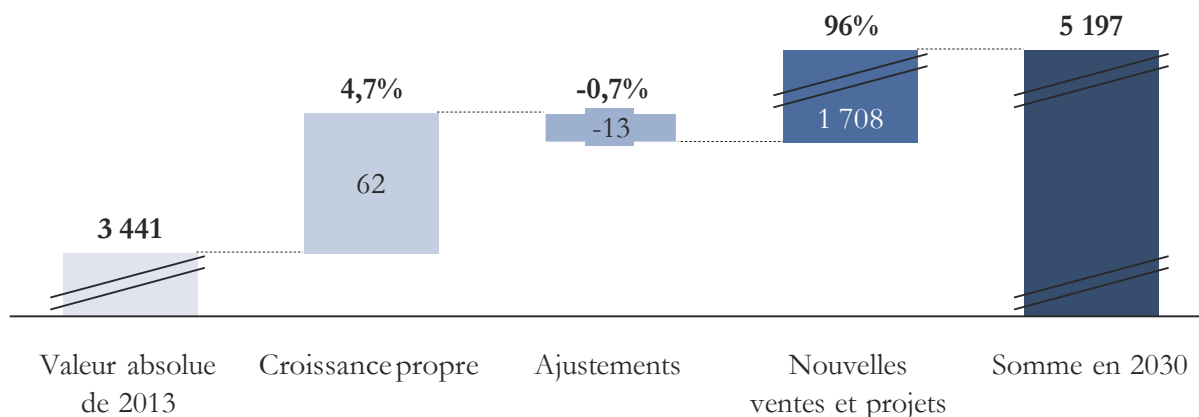
9 FIGURE 18 : PROJECTION DES BESOINS INDUSTRIELS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC POUR LES
 10 RÉGIONS DESSERVIES
 11 2015-2030; %; Mm³



12
 13 Sources : Analyse KPMG-SECOR

- 14 ● Compte tenu de l'analyse faite, il est possible de conclure que la croissance est principalement causée à
 15 hauteur de 53,2 % par l'expansion du nombre de clients et de nouveaux projets outre IFFCO.
- 16 ● À elle seule, la phase 1 du projet d'engrais azoté d'IFFCO à Bécancour devant entrer en fonction en 2018
 17 compte pour plus de 44% de la croissance espérée.

1 FIGURE 19 : SOURCES DE LA CROISSANCE ESPÉRÉE EN 2030
 2 2030; % du total de la croissance en 2030; Mm³



3 Sources : Analyse KPMG-SECOR
 4

5 II.3.5.2 SCÉNARIO PESSIMISTE

- 6 ● Les hypothèses économiques utilisées ont été modifiées afin de refléter une perspective économique plus
 7 pessimiste. Ainsi, les valeurs de la croissance propre ont été réduites de 50 % pour chaque année de la
 8 période. À titre d'exemple, pour une année où, dans le scénario de base, la croissance propre devait
 9 croître de 1 %, le scénario pessimiste envisage une croissance d'uniquement de 0,5 %. De même, les
 10 hypothèses relatives aux ajustements suivent la même logique.
- 11 ● Ainsi, la croissance propre est prévue croître de 0,5 % pour la période allant jusqu'à 2020 puis de 0,67 %
 12 pour celle s'échelonnant de 2020 à 2030. En ce qui a trait aux ajustements, les pertes liées à l'efficacité
 13 énergétique seraient de l'ordre de 1,5 % tandis que les gains liés à la fluctuation de production seraient de
 14 0,36 %.
- 15 ● Pour ce qui est des projets et l'ajout de nouveaux clients, l'approche retenue considère le filtre de
 16 faisabilité comme étant plus contraignant. C'est ainsi que le scénario pessimiste n'inclut que les projets
 17 affichant une probabilité d'accomplissement supérieure à 85 %.

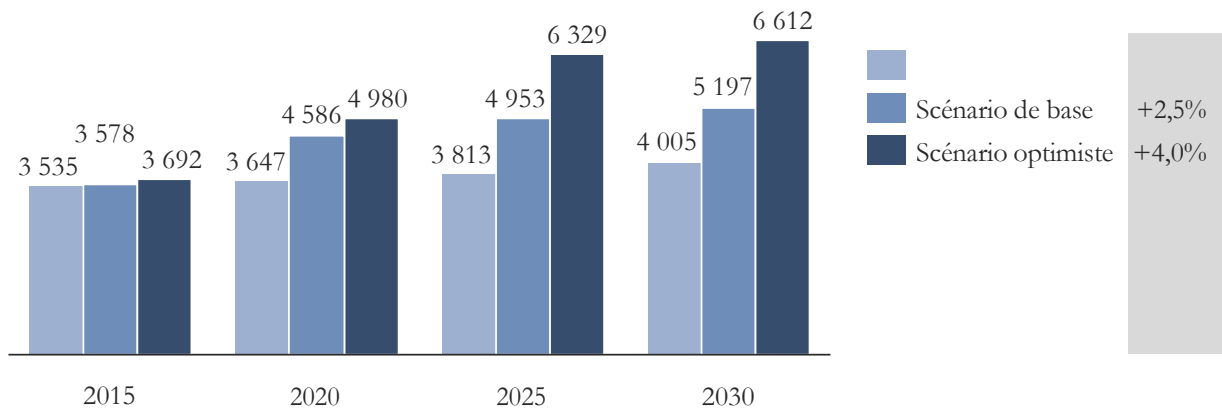
18 II.3.5.3 SCÉNARIO OPTIMISTE

- 19 ● Le scénario optimiste suit une logique similaire. Ainsi, les hypothèses économiques utilisées ont été
 20 modifiées afin de refléter une perspective économique optimiste. En ce sens, les valeurs de la croissance
 21 propre ont été doublées pour chaque année de la période. À titre d'exemple, pour une année où, dans le
 22 scénario de base, la croissance propre devait être croître de 1 %, le scénario optimiste envisage une
 23 croissance de 2 %. De même, les hypothèses relatives aux ajustements suivent la même logique.
- 24 ● Ainsi, suivant cette prémisse, la croissance propre serait prévue croître de 1 % pour la période allant
 25 jusqu'à 2020 puis de 2,68 % pour celle s'échelonnant de 2020 à 2030. En ce qui a trait aux ajustements,
 26 les pertes liées à l'efficacité énergétique seraient de l'ordre de 0,38 % tandis que les gains liés à la
 27 fluctuation de production seraient de 1,48 %.
- 28 ● Pour ce qui est des projets et l'ajout de nouveaux clients, l'approche retenue considère le filtre de
 29 faisabilité comme étant plus permissif. Suivant cette logique, les projets affichant une probabilité
 30 d'accomplissement supérieur à 30 % sont considérés.
 31

II.3.5.4 PRÉSENTATION DES TROIS SCÉNARIOS

- Cette approche permet de conclure que le scénario de base présente des besoins pour le secteur industriel des régions desservies de l'ordre de 5 197 Mm³ pour 2030 comparativement à des valeurs de 4 005 Mm³ pour le scénario pessimiste et de 6 612 Mm³ pour le scénario optimiste.
- Bien que les hypothèses de croissance économique aient une influence majeure sur les scénarios présentés, c'est en bonne partie l'élaboration de la phase II du projet IFFCO qui permet au scénario optimiste d'atteindre cette valeur en 2030. De manière inverse, le scénario pessimiste ne considère pas le projet IFFCO ce qui réduit considérablement les besoins totaux dans le temps.
- Cette évolution représente pour la période étudiée une croissance annuelle moyenne de 2,5 % pour le scénario de base, de 4,0 % pour le scénario optimiste et de 0,8 % pour le scénario pessimiste. À titre de comparaison, le PIB réel devrait connaître une hausse annuelle moyenne de 1,7 % sur la même période selon le *Conference Board du Canada*.

FIGURE 20 : COMPARAISON DES BESOINS INDUSTRIELS POUR LES RÉGIONS DESSERVIES SUIVANT TROIS SCÉNARIOS 2014-2030; Mm³



Sources : Analyse KPMG-SECOR

II.3.6 BESOINS INDUSTRIELS DANS LES RÉGIONS NON DESSERVIES

- Les réseaux de distribution actuels de distribution de Gaz Métro et de Gazifère permettent de desservir les régions suivantes de (voir Annexe 3 pour les cartes des régions couvertes par les réseaux des deux distributeurs) :
 - Saguenay-Lac-Saint-Jean (Saint-Félicien, Roberval, Jonquière, ville de Saguenay);
 - Capitale-Nationale (et ses environs);
 - Mauricie (Trois-Rivières et ses environs jusqu'à La Tuque);
 - Estrie (Sherbrooke et ses environs, Asbestos, Marbleton, Waterville, Valcourt);
 - Montréal;
 - Outaouais;
 - Abitibi-Témiscamingue (Rouyn-Noranda, Amos, Malarctic, Val d'Or);
 - Chaudière-Appalaches (Thetford Mines, Saint-Georges, Lévis, Saint-Nicolas);
 - Laval;
 - Lanaudière (jusqu'à Saint-Félix-de-Valois);
 - Laurentides (jusqu'à Mont-Tremblant);
 - Montérégie;

- 1 • Centre-du-Québec (Victoriaville, Plessisville).
- 2 • Les régions de la Côte-Nord, du Nord-du-Québec, de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent ne sont pas
3 desservies par le réseau actuel. Bien qu'il n'existe pas à l'heure actuelle de plan établi quant à
4 l'approvisionnement futur de ces régions, un certain nombre de projets sont actuellement étudiés, que ce
5 soit au travers de l'extension du réseau actuel (gazoduc, gaz naturel comprimé) ou par transport de
6 GNL.
- 7 • Annoncé en 2012, un de ces projets proposés est la construction d'un pipeline de 450 km et d'une valeur
8 de 750 millions de dollars devant se rendre jusqu'à Sept-Îles sur la Côte-Nord à partir du réseau déjà
9 existant au Saguenay. Toutefois, à la suite d'une étude de faisabilité présentée en 2013, Gaz Métro a
10 conclu que dû aux conditions de marché défavorables, notamment liées au prix du fer, il serait ardu de
11 conclure une entente à long terme avec les parties concernées pour le prolongement du réseau par
12 pipeline. Le projet fut donc mis en attente et d'autres options sont présentement étudiées⁷⁹.
- 13 • Compte tenu de la forte demande énergétique des industries de ces régions, notamment dues aux
14 activités du secteur minier et de l'aluminium, il apparaît important de considérer le potentiel de marché
15 offert par ces territoires « non desservis ». Avec un prix relatif du gaz naturel aussi intéressant, il est
16 plausible de croire que ce marché sera desservi d'ici 2030.
- 17 • L'analyse des régions non desservies est divisée en trois axes. Le premier axe constitue l'étude des
18 installations actuelles et de leurs besoins énergétiques, le second s'attarde aux projets d'envergure dans le
19 secteur du fer tandis que le troisième s'intéresse au transport ferroviaire des minerais issus de la fosse du
20 Labrador située au nord de Sept-Îles.
- 21 • L'étude des besoins potentiels des installations actuelles et des projets se base sur l'hypothèse que
22 l'approvisionnement est accessible, donc que le gaz naturel est disponible sur ces territoires non desservis
23 actuellement. Ainsi, il est supposé qu'un gazoduc ou qu'une solution de transport de gaz naturel liquéfié
24 sera éventuellement en place. Également, nous faisons l'hypothèse que l'avantage du prix du gaz naturel
25 est un facteur qui sera conservé sur la période observée. Nous reviendrons en fin de section sur cet
26 aspect important qui est déterminant sur la probabilité de voir une substitution du mazout/diesel vers le
27 gaz naturel.

28 II.3.6.1 INSTALLATIONS ACTUELLES

- 29 • Basé sur cette hypothèse, 22 installations industrielles furent considérées comme ayant un intérêt
30 potentiel à faire une conversion vers le gaz naturel.
- 31 • KPMG-SECOR a pu contacter les responsables de chacune des installations, ce qui a permis d'évaluer la
32 part de leur consommation énergétique susceptible d'être convertie et l'année à laquelle cette conversion
33 prendrait place.
- 34 • En 2013, les capacités de productions des mines de fer de la Fosse du Labrador se chiffraient à 52,4
35 millions de tonnes par année (Mtpa). Avec les agrandissements projetés, ouvertures et fermetures de
36 mines, les capacités de production devraient passer à 57,4 Mtpa en 2014. Ces capacités de productions
37 devraient minimalement se maintenir d'ici 2030.
- 38 • En plus de ces mines, il existe deux installations de bouletage du minerai de fer à Labrador City (IOC) et
39 à Port-Cartier (ArcelorMittal Mines Canada). Ces installations sont de gros consommateurs de mazout
40 lourd qui est principalement utilisé pour la cuisson des boulettes. C'est la conversion de ces installations
41 qui est susceptible de représenter le plus gros potentiel de consommation pour le gaz naturel. Quant aux
42 mines, la consommation potentielle de gaz naturel est principalement reliée à la machinerie utilisée pour
43 l'extraction du minerai.

⁷⁹ (Gaz Métro, 2013b)

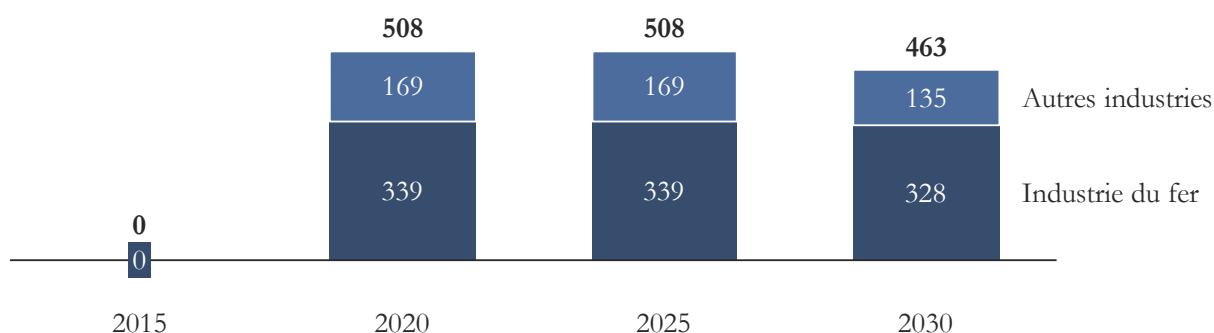
1 TABLEAU 2 : TABLEAUX DES SITES ACTUELS D'EXTRACTION DE FER DANS LA FOSSE DU LABRADOR
 2 2013 et 2014; Million de tonnes par année (Mtpa)

COMPAGNIE	NOM DU PROJET	CAPACITÉS (MTPA)		NOTES
		2013	2014	
IOC	Carol Lake	22	22	Expansion des capacités de 18 à 22 Mtpa réalisée en 2012
Cliffs Natural Ressources	Bloom Lake	7,2	7,2	Expansion possible à 15 Mtpa, mais la mine souffre de hauts coûts de production
Cliffs Natural Ressources	Scully (Wabush)	5,5	0	Mine fermée en 2014 à cause de ses coûts de production trop élevés
New Millenium / Tata Steel	DSO	0	4,2	Construction finalisée en 2014
ArcelorMittal	Mont Wright	12	20	Augmentation à 20 Mtpa fin 2013
ArcelorMittal	Fire Lake	4	4	Mine d'appoint de Mont Wright
Labrador Iron Mines	James Mine	1,7	0	Production suspendue en 2014
	TOTAL :	52,4 Mt	57,4 Mt	

3 Sources : Analyse KPMG-SECOR

- 4 • Ainsi, si ces installations convertissaient leur consommation de mazout et de diesel en faveur du gaz naturel, cela engendrerait des besoins estimés à 339 Mm³ jusqu'en 2028.
- 5
- 6 • À cette consommation se rajoutent celles des mines autres que celles de fer (nickel, diamant, phosphate, or), des usines d'aluminium et des usines de pâtes et papiers. La conversion de ces installations vers le gaz naturel créerait des besoins de l'ordre de 169 Mm³ à son sommet en 2027.
- 7
- 8
- 9 • L'ensemble de cette consommation industrielle démontre un potentiel hors régions desservies de l'ordre de 508 Mm³ à son sommet en 2027. L'ensemble des données pour la période étudiée est affiché à la Figure 21.
- 10
- 11

12 FIGURE 21 : BESOINS POTENTIELS INDUSTRIELS HORS RÉGION (EXCLUANT VOIES FERRÉES)
 13 2015-2030; Mm³



14 Sources : Analyse KPMG-SECOR

16

II.3.6.2 PROJETS ANTICIPÉS ET ÉVOLUTION DE L'INDUSTRIE DU FER

- 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42
- Pour parvenir à une estimation de la demande potentielle à venir, il a été établi d'observer les facteurs d'influence de la demande. L'étude du nombre de projets à venir met en lumière l'importance de l'industrie minière du fer et plus particulièrement de ses activités de bouletage comme facteur clé de la demande potentielle future. Le chauffage requis dans le procédé et celui utilisé pour les installations, ainsi que l'utilisation de GNL par les équipements d'extraction représentent également des leviers intéressants pour la demande future.
- La forte croissance de la consommation mondiale d'acier, dont le fer est l'intrant principal, a majoritairement été le fait de la Chine au cours de la dernière décennie. Ce pays est ainsi passé de 22 % de la consommation mondiale en 2005 à 44 % en 2010 et devrait atteindre 48 % en 2015, principalement grâce à l'industrie de la construction et aux importants investissements réalisés dans les infrastructures chinoises.
- Bien que la prédominance de la Chine dans la consommation mondiale devrait perdurer au cours des années à venir, plusieurs éléments créent actuellement de l'incertitude sur la poursuite de la croissance de la consommation d'acier en Chine :
 - Les tensions en ce qui a trait au marché immobilier révélées par plusieurs défauts sur la dette de promoteurs immobiliers, font craindre l'existence d'une bulle spéculative qui serait susceptible de fortement ralentir la croissance de ce secteur⁸⁰.
 - La mise aux normes environnementales des aciéries ainsi que les importants stocks de fer et d'acier existant à l'heure actuelle seraient également susceptibles de venir freiner l'essor de la demande chinoise.
- Si l'Inde est actuellement perçue comme le prochain relais de croissance pour la consommation de minerais, ce pays fait également face à de nombreux défis qui mettent en doute sa capacité à assumer un tel rôle dans un horizon court terme.
- Avec moins de 1 % de la production mondiale, le Québec est actuellement un producteur de fer mineur, loin derrière l'Australie, la Chine et le Brésil qui ont représenté à eux trois 70 % de la production mondiale de fer en 2013. Le Québec est notamment désavantagé par une concentration moindre de ses gisements et une localisation de ceux-ci loin de l'interface maritime, une forte rigueur climatique en hiver et un éloignement des marchés asiatiques. Le Québec représente cependant près de 10 % de la production mondiale de boulettes de fer, notamment du fait que celles-ci sont particulièrement utilisées par les aciéries nord-américaines.
- Les prix actuellement plus faible, de l'ordre de 90 \$/tonne⁸¹, posent par contre des problèmes de rentabilité pour de nombreux producteurs mondiaux, que ce soit dans la fosse du Labrador où Cliffs et Labrador Iron Mines ont suspendu certaines de leurs activités, ou en Chine où 20 % à 30 % des mines ont récemment fermées en raison de la faible qualité du minerai qui rend leur extraction non rentable.
- Les perspectives de prix pour le fer, bien que susceptibles de varier fortement entre elles, prévoient généralement des cours du fer oscillant entre 100 et 120 \$/tonne d'ici 2018. À ce prix, la probabilité d'émergence de nouvelles mines dans la Fosse du Labrador est faible. On estime ainsi que le seuil de rentabilité de plusieurs mines se situe entre 80 \$ et 100 \$/tonne et qu'en dessous de la barre des 120 \$/tonne, une grande partie des projets d'expansion ou de construction de nouvelles mines ne devraient pas voir le jour.

⁸⁰ P. ex. la faillite du promoteur Zhejiang Xingrun.

⁸¹ 62% Fe CIF Chine.

- 1 • La fosse du Labrador est également actuellement concurrencée par l'augmentation en cours des capacités
2 production dans la région du Pilbara en Australie et au Brésil, notamment réalisée par BHP Biliton, Rio
3 Tinto et Vale. Les capacités de production du premier ont ainsi augmenté de 19 % dans les trois derniers
4 mois tandis que celles de Rio Tinto augmentaient de 11 % sur la même période et celles de Vale de 13 %.
5 Ces trois producteurs devraient ainsi réaliser près de 83 % des exportations mondiales de fer en 2015
6 d'après le gouvernement australien, ce qui devrait accroître la pression sur les prix pour les producteurs
7 plus marginaux, dont plusieurs possèdent des activités au Québec ou sont à l'origine de projets de mines
8 de fer dans la région⁸².
- 9 • Ainsi, bien que les projets de mine de fer actuellement en cours dans la Fosse du Labrador⁸³ pourraient
10 représenter près de 138 millions de tonnes supplémentaires, il semble qu'à l'heure actuelle l'augmentation
11 de la production au cours de la prochaine décennie devrait plutôt osciller entre 9 et 34 millions de tonnes
12 supplémentaires.
- 13 • Pour les besoins de l'analyse, l'hypothèse avancée tient compte d'une production supplémentaire
14 équivalente de 25 millions de tonnes provenant de divers projets, le tiers étant destiné à la production de
15 boulettes de fer. Il s'agit d'une évaluation plus conservatrice que les projections à long terme du CRU
16 Group qui prévoit une augmentation de la production d'environ 100 millions de tonnes d'ici 2025⁸⁴.
- 17 • Compte tenu de ces éléments, la consommation totale supplémentaire provenant de nouveaux projets
18 dans la région serait de l'ordre de 70 Mm³.

19 II.3.6.3 CHEMINS DE FER

- 20 • L'exploitation, à partir des années 1950, des gisements de fer de la Fosse du Labrador, a créé la nécessité
21 de transporter de grandes quantités de minerais vers Sept-Îles et Port-Cartier. Ceci a entraîné la
22 construction de lignes de chemin de fer constituant ce qui est devenu aujourd'hui le réseau ferroviaire de
23 la Côte-Nord.
- 24 • Le réseau compte aujourd'hui deux lignes principales : une appartenant à ArcelorMittal et une autre à
25 IOC. L'étude tient aussi compte d'une hypothétique future troisième ligne reliant Sept-Îles au Labrador.
26 Dans le cadre de l'approche proposée, chacune des deux voies ferrées fut étudiée afin de déterminer sa
27 consommation potentielle de gaz naturel. À l'instar de la section sur les transports, c'est la consommation
28 potentielle des locomotives alimentées au GNL qui est d'intérêt.
- 29 • Aussi appelé Chemin de fer Cartier (CFC), l'axe ferroviaire appartenant à ArcelorMittal Mines Canada
30 (AMMC - anciennement la Compagnie minière Québec-Cartier) permet de relier les mines de minerai de
31 fer d'ArcelorMittal de Mont-Wright et de Fire Lake à Port-Cartier
- 32 • Le CFC mesure 420 kilomètres et comporte 18 voies d'évitement, 20 ponts et 5 tunnels. Le plan
33 d'expansion 2012 d'AMMC a prévu de faire passer sa production de 16 Mtpa à 24 Mtpa d'ici 2014. À
34 terme, l'entreprise disposera de 24 locomotives pour près de 1 300 wagons. Typiquement, la production
35 impliquera cinq convois quotidiens de trois locomotives et 240 wagons pour une longueur de train de 2,6
36 km.
- 37 • AMMC a récemment procédé à des investissements⁸⁵ pour permettre à son réseau d'augmenter sa
38 capacité de transporter annuellement les 24 Mtpa de fer extrait⁸⁶. Des modifications plus importantes du
39 CFC permettraient d'augmenter la capacité maximale aux alentours de 50 Mtpa.

⁸² En effet les coûts de production dans les mines du Pilbara tournent généralement aux alentours de 30 \$/tonne, bien en deçà de ceux prévalant au Québec ou dans d'autres régions plus marginales.

⁸³ Basé sur les projets en cours ayant au moins réalisé une étude économique préliminaire dans les dernières années.

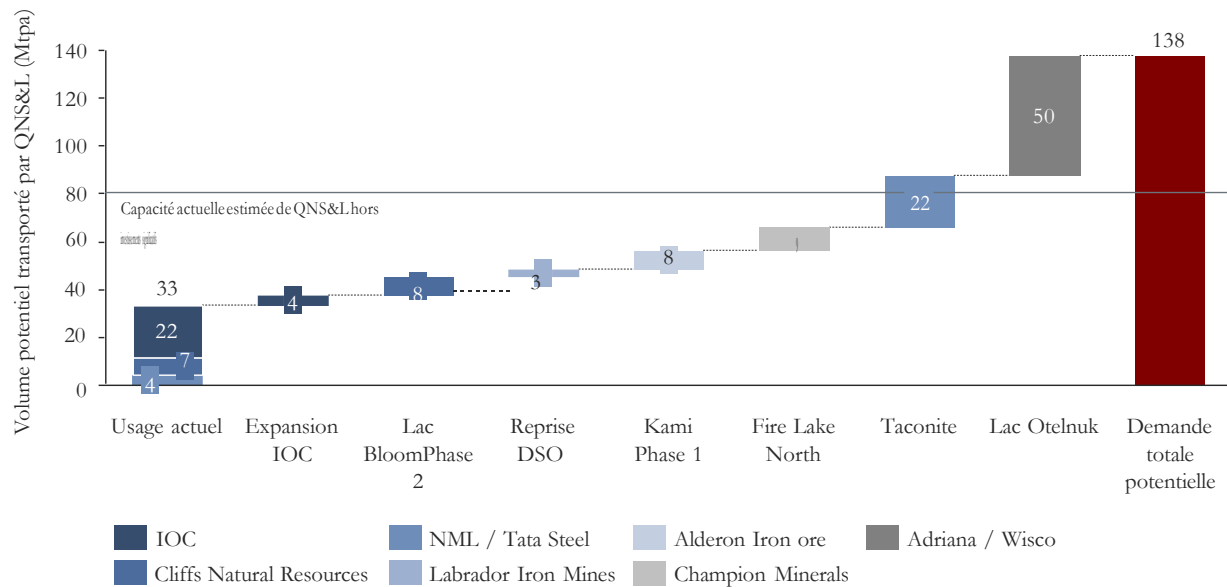
⁸⁴ (Laugharne, 2013)

⁸⁵ Notamment l'existence de 9 voies d'évitement allongées.

⁸⁶ (AMMC, s.d.)

- 1 • Le chemin de fer appartenant à IOC, aussi appelé Quebec North Shore and Labrador (QNS&L), relie
2 Schefferville, Wabush et Labrador City au port de Sept-Îles sur une distance de 573 km. La portion
3 aujourd'hui toujours exploitée ne comprend désormais que la portion sud du chemin de fer sur une
4 distance de 356 km entre Sept-Îles et la Jonction Emeril au Labrador.
- 5 • Les trains comprennent généralement 240 wagons. Ils peuvent atteindre 4 km de longueur et transporter
6 jusqu'à 23 000 tonnes de minerai. En ce qui a trait à la voie ferrée, elle compte quelque 2 500 ponceaux et
7 7 ponts. Les exploitations minières actuelles y transportent annuellement 29.2 Mt. Le point de saturation
8 du chemin de fer est estimé entre 80 Mt et 90 Mt.
- 9 • Ainsi, en fonction des activités actuelles de ces deux chemins de fer, on estime à 61 Mm³ les besoins des
10 locomotives. Considérant nos perspectives de l'industrie du fer pour la région, les besoins pourraient
11 monter à environ 97 Mm³ en 2030.
- 12 • Le projet d'aménager une troisième ligne est en discussion depuis plusieurs années. Récemment, dans
13 son budget 2012-2013, le gouvernement du Québec annonçait des études de préfaisabilité sous la
14 responsabilité du CN en collaboration avec la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDP). Le projet
15 prévoyait une ligne ferroviaire multiusager s'étendant sur plus de 800 km jusqu'au nord de Schefferville,
16 possiblement pour aller rejoindre le site minier d'Adriana au Lac Otehluk à quelque 170 km de l'ancienne
17 capitale du fer. Avec le retrait du CN en 2013, dû à des défis techniques et au ralentissement du cycle
18 minier mondial, le projet fut arrêté.
- 19 • Toutefois, en lien avec la relance du Plan Nord, le gouvernement du Québec tente de faire renaître ce
20 projet. Il y a d'ailleurs consacré dans son budget déposé en 2014 une somme de 20 millions de dollars
21 visant à réétudier le projet à l'aide d'études de faisabilité. Un appel d'intérêt a été lancé parallèlement en
22 juillet 2014 afin de trouver de susceptibles partenaires d'affaires pour ce projet évalué à 5 milliards de
23 dollars.
- 24 • Selon notre analyse, ce projet de troisième ligne ferroviaire est économiquement lié à celui d'Adriana en
25 raison de la capacité toujours disponible sur le QNS&L. Rappelons que le projet d'Adriana prévoit
26 l'exploitation d'un gisement à raison de 50 millions de tonnes annuellement et que l'entrée en production
27 de cette mine entraînerait une saturation du réseau de transport actuel qui ne serait pas à même
28 d'absorber ces volumes supplémentaires.

1 FIGURE 22 : CAPACITÉ DE QNS&L⁸⁷ ET PRODUCTION PRÉVUE DES PRINCIPAUX PROJETS MINIERS
 2 SUSCEPTIBLES DE L'UTILISER
 3 2014; Mtpa



4
 5 Sources : Desjardins Capital Markets; rapports d'entreprise; NI 43-101 des projets miniers considérés, Analyse KPMG-SECOR

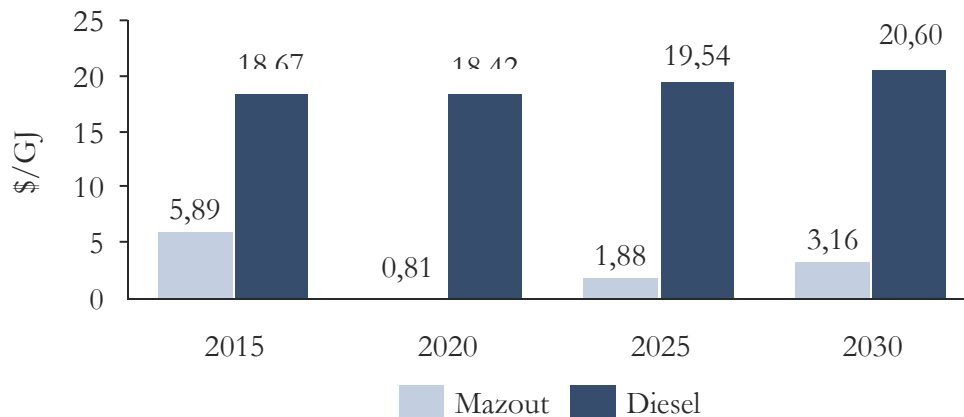
6 II.3.6.4 CONSIDÉRATIONS RELATIVES AUX PRIX POUR LES RÉGIONS NON DESSERVIES

- 7 ● Lors de l'élaboration du projet de gazoduc vers la Côte-Nord, il avait été clairement annoncé que les
 8 utilisateurs paieraient plus cher pour le gaz naturel : « une surprime tarifaire sera appliquée à la clientèle
 9 industrielle de la Côte-Nord. Cette surprime assurera la rentabilité du projet, lorsque la consommation de
 10 gaz naturel sur la Côte-Nord sera suffisante.⁸⁸ » Cette surprime liée aux coûts additionnels pour expédier
 11 le gaz naturel soit sous forme comprimée ou liquéfiée jusque dans les régions non desservies.
- 12 ● La solution par GNL impliquerait une surprime significative. Selon nos informations, les simples coûts
 13 de liquéfaction augmentent de plus de 5,28 \$/GJ le tarif de l'utilisateur poussant le prix du gaz naturel
 14 liquéfié au-delà de 12 \$/GJ.
- 15 ● Il est à noter que cette évaluation tient aussi compte d'un coût de transport additionnel. Au montant de
 16 base devraient ensuite s'ajouter des frais de transport par camion-citerne ou bateau. Il fut estimé des
 17 coûts de base de transport à 3,17 \$/GJ. Le prix final du GNL une fois à destination serait ainsi supérieur
 18 à 16 \$/GJ en 2030 (voir figure 23).
- 19 ● Sur la base de ces ajustements de prix, notre scénario de prix relatif en serait affecté. Alors que le gaz
 20 naturel s'avérerait avantage par son prix relatif, l'avantage relatif du prix du GNL dans les régions non
 21 desservies par le réseau existant est moins marqué.

⁸⁷ La production d'ArcelorMittal Mines Canada ne transige pas sur le réseau ferroviaire de QNS&L

⁸⁸ (Gouvernement du Québec)

1 **FIGURE 23 : ÉCART DE PRIX RELATIF DU GNL PAR RAPPORT À D'AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE**
 2 **(MAZOUT LOURD ET DIESEL)**
 3 **2015-2030; \$ par GJ**



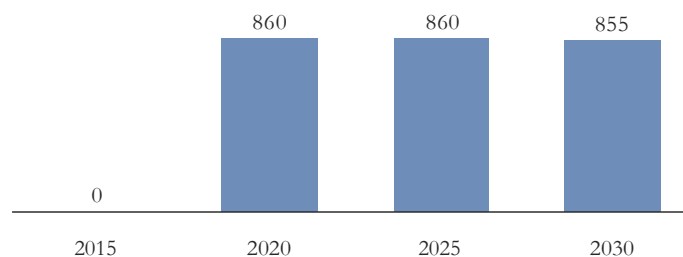
4 Sources : Analyse KPMG-SECOR

- 6 ● Malgré que le GNL soit compétitif avec toutes les sources d'énergies fossiles sur l'horizon étudié, l'écart
 7 minime observé en 2020 notamment laisse présager que cet avantage relatif de prix pourrait ne pas être
 8 assez marqué pour forcer la conversion vers le gaz naturel de l'ensemble des installations opérant au
 9 mazout.
- 10 ● Ainsi, il est juste de se questionner à savoir si cette marge est suffisante pour justifier, du côté des parties
 11 concernées, les investissements requis ainsi que les risques afférents (fiabilité, entretiens, arrêt des
 12 opérations, etc.) au changement des équipements. Dans ce contexte, une étude approfondie du retour sur
 13 investissement pour chacune des entités prises de manière individuelle serait requise.
- 14 ● D'un autre côté, l'avantage toujours net pour le diesel pourrait représenter un incitatif intéressant pour
 15 certaines installations. Ainsi, si le retour sur investissement pour la substitution du mazout est plus long,
 16 il pourrait être compensé par les économies offertes du côté du diesel.

17 **II.3.6.5 BILAN DES BESOINS POTENTIELS DES RÉGIONS NON DESSERVIES**

- 18 ● Notre approche permet de conclure que les besoins pour le secteur industriel des régions non desservies
 19 est de l'ordre de 855 Mm³ en 2030. Ces besoins seraient relativement constants dans le temps.

20 **FIGURE 24 : COMPARAISON DES BESOINS INDUSTRIELS POUR LES RÉGIONS NON DESSERVIES**
 21 **2015-2030; Mm³**



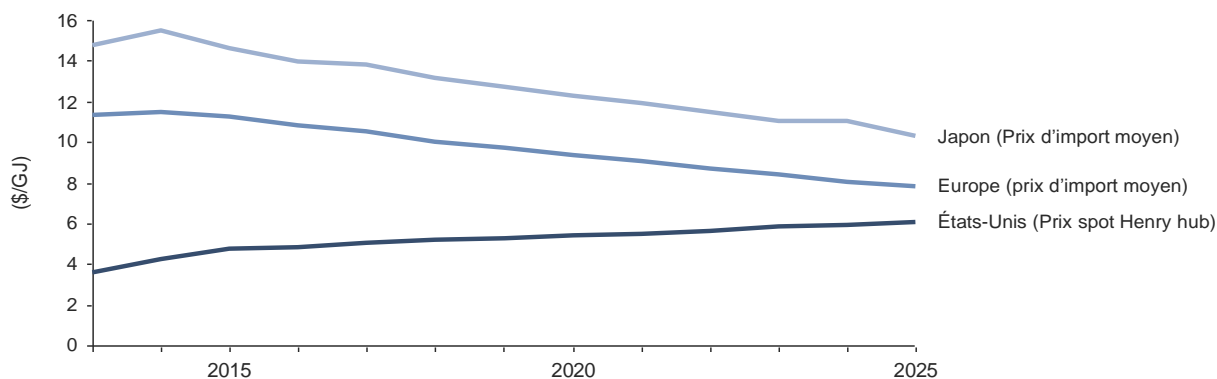
22 Sources : Analyse KPMG-SECOR

II.4 EXPORTATIONS DE GNL



- À l'échelle mondiale, le gaz naturel est le combustible fossile connaissant la croissance la plus rapide, selon l'EIA⁸⁹. Sa demande mondiale est censée croître à un taux de croissance annuel moyen de 1,7 % entre 2010 et 2040.
- L'abondance des réserves de gaz naturel causé par la « révolution » des gaz de shale, accompagnée de la compétitivité des prix du gaz naturel, ainsi que la demande mondiale croissante offre donc au Canada un débouché intéressant pour son gaz naturel.
- En Europe, par exemple, les prix du gaz naturel sont relativement plus élevés⁹⁰. On peut supposer que bien que le prix du gaz en Europe soit supposé diminuer dans les prochaines années, tel qu'estimé par la Banque Mondiale (voir Figure 25), la compétitivité du gaz naturel nord-américain se maintiendra et favorisera les exports à court et moyen termes. Toutefois, si les prix du gaz naturel poursuivent leur diminution en Europe, les projets d'export de GNL vers l'Europe pourraient être de moins en moins attractifs⁹¹.

FIGURE 25 : COMPARAISON DES PRIX DU GAZ NATUREL : EUROPE, ÉTATS-UNIS ET JAPON
2013-2025; \$/GJ; \$ réel (2012)



Sources : Banque mondiale « World Bank Commodities Price Forecast » (2014), Analyse KPMG-SECOR

- Ainsi, au Canada, de nombreuses licences d'exportation de GNL ont été autorisées par l'Office national de l'énergie⁹². Par exemple, l'Alberta et la Colombie-Britannique comptent, à elles seules, 19 projets d'exportation de GNL⁹³. À ce jour, aucune demande de licence d'exportation de GNL à partir du Québec ne semble avoir été déposée.
- Toutefois, un projet majeur est annoncé par LNG Quebec Inc., filiale de Freestone International et Breyer Capital : « Énergie Saguenay » se positionne comme un projet de calibre mondial avec un investissement de 7 milliards de \$, qui prévoit la construction d'un terminal d'exportation de GNL dans

⁸⁹ (EIA, 2014b)

⁹⁰ L'écart de prix est à nuancer car il faut considérer les coûts de liquéfaction et de transport.

⁹¹ (Reuters H. G., 2014)

⁹² (Office national de l'énergie, 2013)

⁹³ (Pipeline News North, 2014)

1 le port de Saguenay, avec une mise en service prévue en 2019-2020. Au maximum de sa capacité, la
2 production estimée s'élèverait à 15 000 Mm³ par an.⁹⁴.

- 3 ● Il est à noter qu'« Énergie Saguenay » prévoit exporter du gaz naturel transporté par gazoduc jusqu'à
4 Saguenay. À cet égard, une étude de préfaisabilité est en cours de réalisation par Gaz Métro en
5 partenariat avec TCPL selon nos informations.
- 6 ● Cependant, ce projet est dans une phase très préliminaire. En effet, il est dans le stade d'évaluation de
7 faisabilité sociale et environnementale et de consultations publiques. Ainsi, les besoins potentiels générés
8 par ce projet ne seront pas considérés dans l'estimation.
- 9 ● Par ailleurs, à l'échelle du Québec, TUQLIQ Énergie (TUGLIQ) a présenté à la Commission sur les
10 enjeux énergétiques du Québec en septembre 2013⁹⁵ un projet de distribution de GNL dans le Nord
11 canadien en couplage avec l'éolien en remplacement au diesel. Ce projet vise notamment à transporter du
12 GNL par voie maritime afin « d'alimenter les communautés et les activités économiques du Nord ». Le
13 rapport de TUGLIQ estime la demande potentielle à 1 500 Mm³ de gaz naturel (1,5 milliard de litres de
14 diesel) annuellement, entre 2015 et 2035. Afin d'éviter le double-comptage et à l'aide des estimations des
15 besoins sur la Côte-Nord, on peut estimer les besoins à l'extérieur du Québec (Nunavut, Labrador, nord
16 de l'Ontario et nord du Manitoba) à plus de 600 Mm³ (équivalent gaz naturel). Le projet de TUGLIQ
17 assume que 25 % de cette demande pourrait être comblée par l'énergie éolienne et que la balance
18 pourrait provenir du gaz naturel.
- 19 ● Enfin, deux autres projets de distribution de GNL sont à mentionner. Le premier, celui de l'entreprise
20 norvégienne Hoëgh qui a fait l'annonce en juillet 2014 d'un projet de terminal d'échange de GNL qui
21 pourrait être mis en service dès 2016⁹⁶. Dans un premier temps, un terminal flottant serait installé à Sept-
22 Îles afin de desservir le nord du Québec en GNL. Une deuxième phase prévoit la construction d'une
23 unité de liquéfaction flottante dans la région de Québec et permettrait de liquéfier du gaz naturel fourni
24 par Gaz Métro. Cette unité aurait une capacité annuelle de plus de 680 Mm³ de gaz naturel et
25 remplacerait le terminal de Sept-Îles⁹⁷. Elle pourrait vraisemblablement desservir autant les régions du
26 nord du Québec que les provinces avoisinantes. À ce stade-ci, il est prématuré d'estimer quel volume
27 potentiel serait destiné à l'extérieur du Québec.
- 28 ● Le deuxième est dans un cas de figure similaire. Promu par l'entreprise Stolt LNGaz Inc. (SLNGaz), ce
29 projet prévoit la construction d'une usine de liquéfaction de gaz naturel dans le Parc industriel et
30 portuaire de Bécancour afin de desservir les régions actuellement non reliées au réseau de distribution de
31 gaz naturel, et ce pour une mise en service à l'automne 2017⁹⁸. SLNGaz prévoit également évaluer les
32 opportunités d'exports dans les Maritimes, le Nunavut, en Europe et aux États-Unis. Le projet étant à
33 une phase très préliminaire (consultation avec le milieu et étude environnementale), il n'est pas non plus
34 inclus dans l'estimation.
- 35 ● En conclusion, bien que les besoins internationaux en gaz naturel présentent une opportunité d'exporter
36 du gaz naturel canadien, et qu'il existe à ce jour quelques annonces de projets d'export, il est trop tôt
37 pour se prononcer sur la potentielle participation du Québec à ce commerce interprovincial et
38 international. Ainsi, aucun volume lié à l'exportation de gaz naturel n'est inclus dans le scénario de base.
- 39 ● Toutefois, le Gouvernement du Québec a annoncé dans le plan budgétaire 2014-2015 l'objectif
40 d'« accélérer la distribution de gaz naturel liquéfié » en lien avec l'approvisionnement de la Côte-Nord et
41 du Nord-du-Québec en gaz naturel⁹⁹. Un comité interministériel sera ainsi formé afin d'évaluer les

⁹⁴ (Énergie Saguenay, s.d.)

⁹⁵ TUGLIQ Énergie Co. (2013). « Le jumelage éolien micro GNL : une solution énergétique pour desservir les sites éloignés et les réseaux autonomes – Mémoire pour la consultation publique sur les enjeux énergétiques du Québec »

⁹⁶ (LaPresse, 2014)

⁹⁷ Ibid.

⁹⁸ (StoltLNGaz, s.d.)

⁹⁹ (Gouvernement du Québec)

1 projets de distribution de GNL dans la région. De plus, il est raisonnable de penser que le ou les projets
2 retenus envisageraient les opportunités d'exportation dans le nord du Canada. Ainsi, le scénario optimiste
3 inclut l'équivalent de 50 % de la demande annuelle moyenne que pourrait desservir un tel projet pour le
4 Nunavut, le Labrador, le nord de l'Ontario et le nord du Manitoba, telle que mentionnée précédemment,
5 soit 300 Mm³.
6

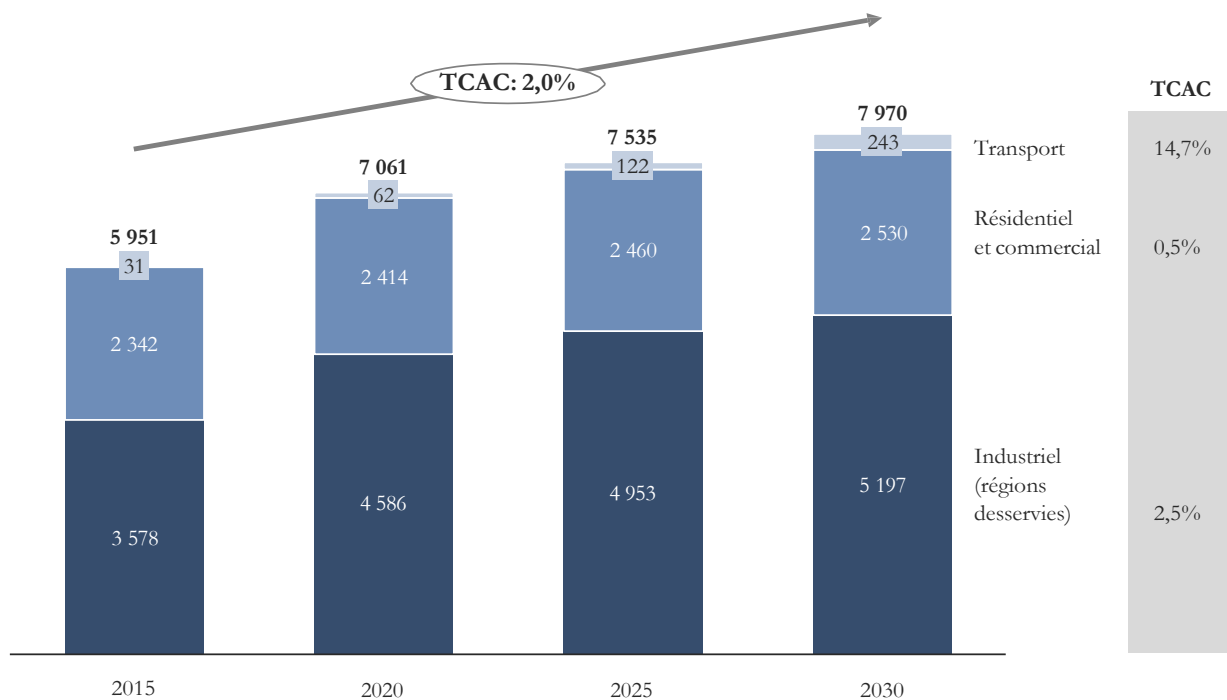
II.5 ÉLABORATION DES SCÉNARIOS

- La présente section propose un résumé des résultats selon trois scénarios, dont celui de base. Rappelons que ces résultats incluent les besoins potentiels des régions desservies.

II.5.1 SCÉNARIO DE BASE

- Basé sur l'ensemble des hypothèses décrites précédemment, le scénario de base prévoit des besoins en gaz naturel au Québec de l'ordre de 7 970 Mm³ à l'horizon 2030, tel qu'illustré ci-dessous à la Figure 26.

FIGURE 26 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC : SCÉNARIO DE BASE
2015-2030; Mm³; %



Sources : Analyse KPMG-SECOR

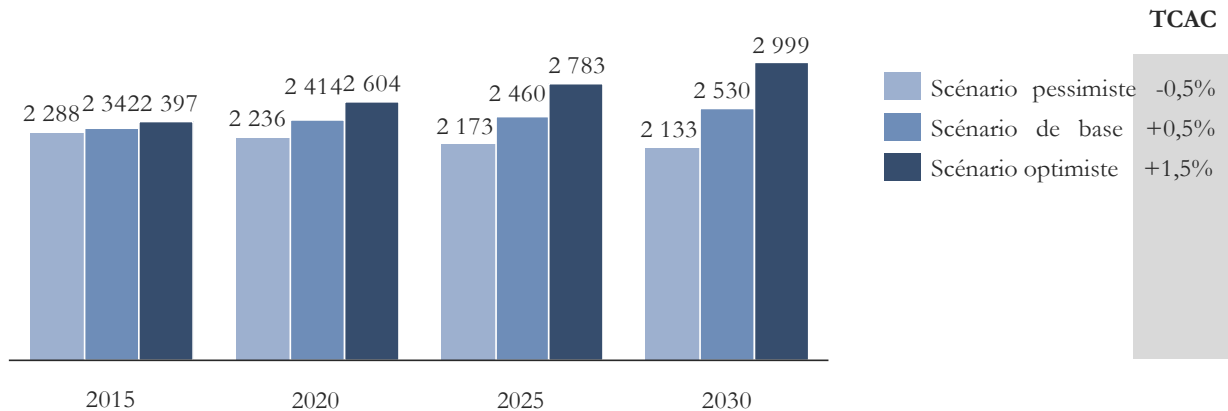
II.5.2 SCÉNARIOS PESSIMISTE ET OPTIMISTE

Secteurs résidentiel et commercial

- Les hypothèses économiques utilisées ont été modifiées afin de refléter une perspective économique plus pessimiste. Ainsi, les valeurs de la croissance du PIB et des mises en chantiers ont été réduites de 50 % pour chaque année de la période. À titre d'exemple, pour une année où, dans le scénario de base, le PIB croît de 1,6 % et les mises en chantier diminuent de 2,2 %, le scénario pessimiste envisage une croissance du PIB de 0,8 % et une décroissance des mises en chantier 3,3 %. Le scénario optimiste suit une logique similaire, où l'on augmente la valeur des taux croissance de 50 %.

- 1 ● De même, les hypothèses relatives à l'écart du prix du gaz naturel par rapport au prix du mazout ont été
 2 modifiées selon la même équation (plus et moins 50% de variation de l'écart pour les scénarios optimiste
 3 et pessimiste).

4 **FIGURE 27 : COMPARAISON DES BESOINS DES SECTEURS RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL SUIVANT TROIS**
 5 **SCÉNARIOS**
 6 *2015-2030; %; Mm³*



8

9 *Sources : Analyse KPMG-SECOR*

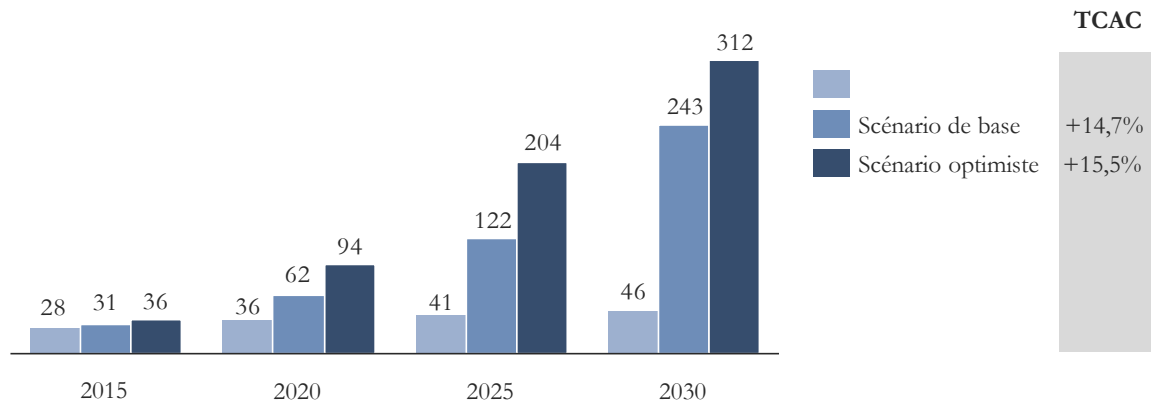
10 **Secteur des transports**

- 11 ● Pour le secteur ferroviaire, les taux de pénétration du GNL ont été modifiés selon le modèle de l'EIA¹⁰⁰,
 12 qui propose des scénarios d'adoption selon la position concurrentielle plus ou moins favorable du gaz
 13 naturel par rapport au diesel.
- 14 ● Dans le scénario optimiste pour le transport routier, la croissance de la part du GNL a été linéarisé entre
 15 2012 et 2030 afin de refléter une adoption moins progressive et plus rapide du gaz naturel. Le taux de
 16 pénétration du GNL a été gardé constant dans le scénario pessimiste.
- 17 ● Les taux de pénétration utilisés pour ces deux sous-secteurs sont détaillés à l'Annexe 4, Tableau 11.
- 18 ● L'estimation des besoins du transport maritime dans les scénarios pessimiste et optimiste a été basée sur
 19 les scénarios favorable et défavorable développés par CSPPC¹⁰¹, tout en prenant en considération les
 20 informations additionnelles spécifiées dans la section 22II.2.3.

¹⁰⁰ (EIA, 2014a)

¹⁰¹ (CSPPC, 2014)

1 **FIGURE 28 : COMPARAISON DES BESOINS DU SECTEUR DES TRANSPORTS SUIVANT TROIS SCÉNARIOS**
2 **2015-2030; %; Mm³**



3
4 *Sources : Analyse KPMG-SECOR*

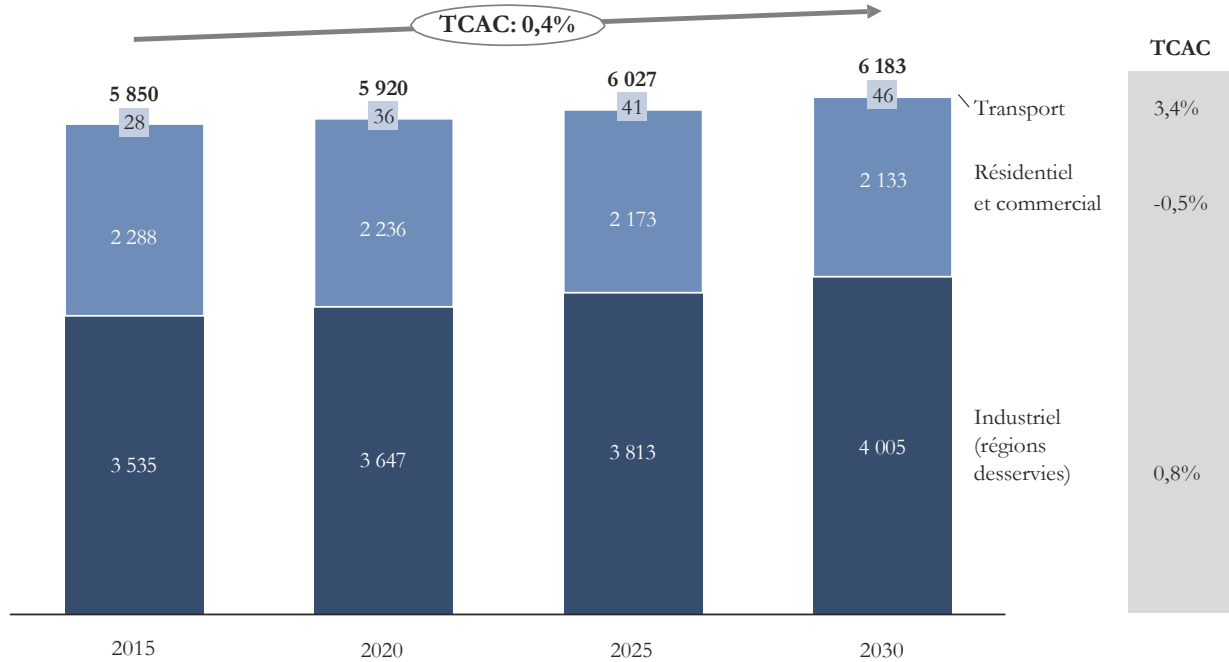
5 **Industriel**

- 6 ● Les scénarios pessimiste et optimiste pour le secteur industriel, ainsi que les hypothèses utilisées pour
7 leur élaboration sont détaillées dans les sections II.3.5.2 et II.3.5.3 pour les régions desservies.

8 **Présentation des scénarios pessimistes et optimistes**

- 9 ● Les graphiques suivants présentent la répartition des besoins des différents secteurs selon les scénarios
10 pessimiste et optimiste.

1 **FIGURE 29 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC : SCÉNARIO PESSIMISTE**
 2 2015-2030; %; Mm³

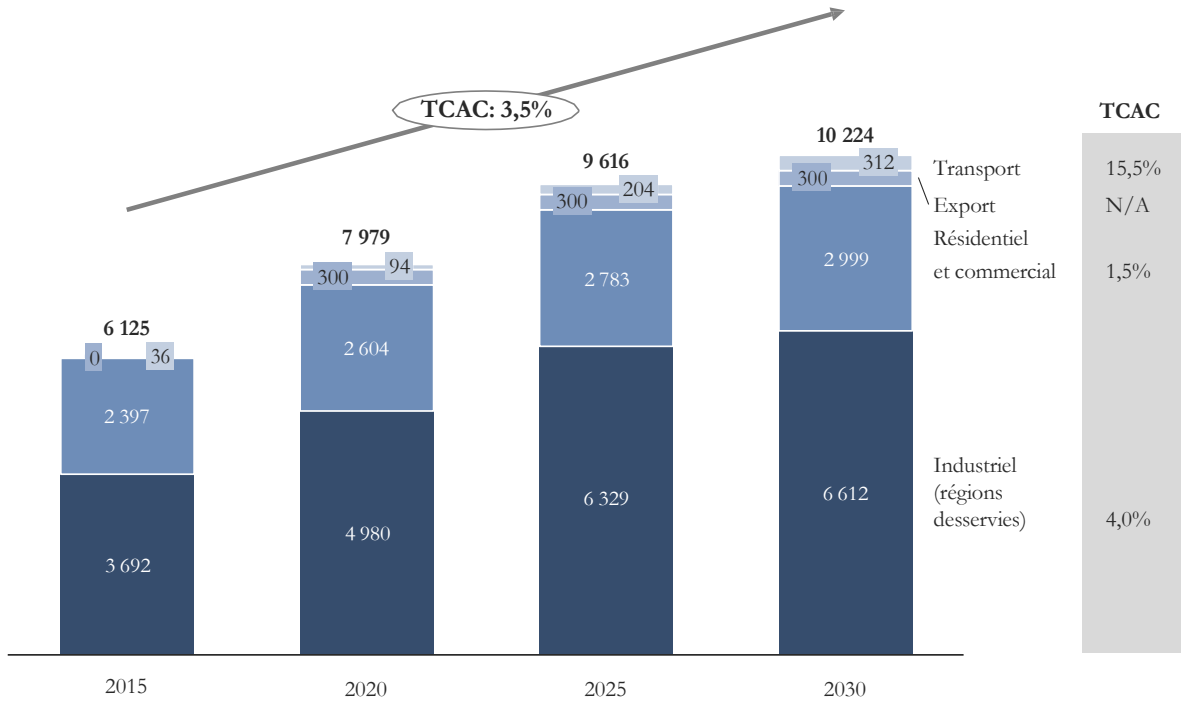


3

4 Sources : Analyse KPMG-SECOR

5

1 **FIGURE 30 : ESTIMATION DES BESOINS EN GAZ NATUREL AU QUÉBEC : SCÉNARIO OPTIMISTE**
 2 2015-2030; %; Mm³



3
 4 Sources : Analyse KPMG-SECOR

5

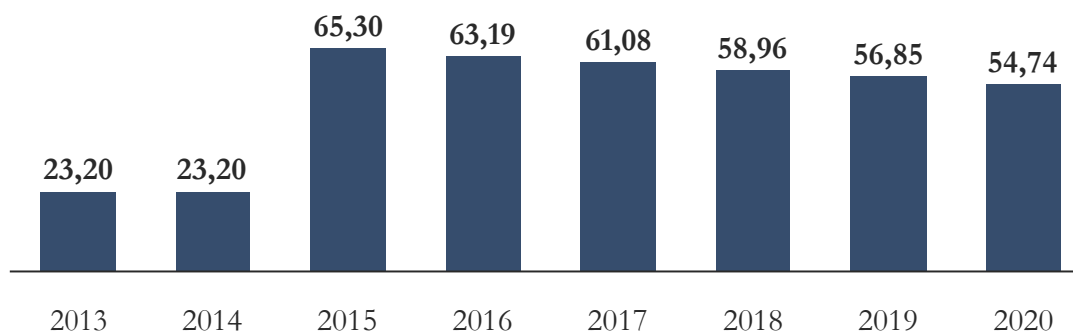
II.6 IMPACT DU MARCHÉ DU CARBONE



- En novembre 2009, le Québec s'est fixé comme objectif de réduire ses émissions de gaz à effet de serre à 20% en dessous de leur niveau en 1990, et ce d'ici 2020¹⁰². Le Québec a ainsi mis en place un marché du carbone de type « plafonnement et échange » (*Cap and Trade*), le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES (SPEDE), où un plafond d'émissions de GES est fixé, et où tous les secteurs d'activités (résidentiel, affaires, institutionnel et industriel) doivent réduire leurs émissions aux quotas qui leur sont attribués ou acquérir des quotas¹⁰³ de firmes qui en ont en surplus¹⁰⁴.
- Le SPEDE est constitué de trois périodes de conformité. La première, de 2013 à 2014, fixe un plafond québécois de 23,2 Mt/an¹⁰⁵ et réunit des participants industriels devant recevoir les quotas gratuitement¹⁰⁶. Ce groupe représente environ 80 établissements des secteurs industriels et de production d'électricité, dont les émissions ont été de 25 kt/an ou plus en 2009, 2010 ou 2011¹⁰⁷. La deuxième, qui s'étend de 2015 à 2017, inclura aussi « les importateurs et distributeurs de combustible et de carburant fossiles [incluant le gaz naturel], permettant ainsi la couverture indirecte du secteur des transports, résidentiel, commercial et institutionnel ainsi que des établissements industriels émettant moins de 25 kt par an de GES admissibles »¹⁰⁸. Enfin, la troisième période de conformité de 2018 à 2020 fixera le plafond d'émissions à 54,74 Mt/an en 2020. (voir figure 31). Il est à noter que ces quantités sont spécifiées pour le Québec uniquement.

FIGURE 31 : PLAFONDS ANNUELS D'UNITÉS D'ÉMISSION DE GES RELATIFS AU SPEDE ÉMIS PAR LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC POUR LA PÉRIODE 2013-2030

2013-2030; Millions de tonnes de GES



Sources : Mémoire de Gaz Métro déposé à la Régie de l'énergie cause tarifaire 2015, R-3879-2014, Graphique 1

¹⁰² (International Emissions Trading Association, 2014)

¹⁰³ Techniquement, il s'agit « d'unités d'émission ».

¹⁰⁴ (Dumont, 2013)

¹⁰⁵ (International Emissions Trading Association, 2014)

¹⁰⁶ (Dumont, 2013)

¹⁰⁷ (International Emissions Trading Association, 2014)

¹⁰⁸ (Dumont, 2013)

- 1 • La bourse du carbone aurait deux impacts à compter de la seconde période de conformité¹⁰⁹. Le premier
2 est la baisse de la compétitivité du gaz naturel dans les secteurs résidentiel, commercial, institutionnel
3 ainsi que pour les clients industriels de moins grande taille. En effet, l'augmentation des tarifs du gaz
4 naturel - en raison de la participation de Gaz Métro à cette bourse - favorisera l'électricité dans le
5 résidentiel et augmentera le fardeau énergétique des PME qui consommeront du gaz naturel et davantage
6 celles qui utiliseront du mazout. Le deuxième, est d'encourager davantage la conversion du mazout vers
7 le gaz naturel en raison de son caractère moins polluant. Par ailleurs, il est raisonnable de penser que le
8 secteur des transports lourds et commerciaux serait également plus enclin à adopter le gaz naturel.
- 9 • En conclusion, la mise en place de la bourse du carbone favorise le gaz naturel et implique un potentiel
10 de conversion plus important. Il est à rappeler que l'impact du SPEDE est déjà intégré dans l'analyse des
11 prix relatifs, et par conséquent dans l'estimation des besoins en gaz naturel au Québec.

¹⁰⁹ (Baril, Bourse du carbone : Gaz Métro craint l'impact pour sa clientèle, 2014)



VOLET III :
Offre en gaz naturel
du Québec

1 III. OFFRE EN GAZ NATUREL DU QUÉBEC

- 2
- 3 ● Ce troisième volet a pour objectif de déterminer l'offre potentielle de gaz naturel provenant du territoire
4 du Québec. À cette fin, trois sources de gaz sont analysées :
 - 5 1. le gaz de shale (ou « gaz de schiste »);
 - 6 2. le gaz naturel renouvelable, et enfin;
 - 7 3. le gaz de l'île d'Anticosti et de la Gaspésie.
 - 8 ● Actuellement, tout le gaz naturel distribué au Québec par Gaz Metro et Gazifère est importé des États-
9 Unis ou de l'ouest du Canada. Une infime part provient du gaz naturel renouvelable.
 - 10 ● L'Annexe 5 propose un lexique qui pourra faciliter la lecture.

11 III.1 OFFRE ISSUE DES GAZ DE SHALE ¹¹⁰AU QUÉBEC

- 12 ● L'exploration des basses terres du Saint-Laurent a débuté en 2003, d'abord pour la recherche
13 d'hydrocarbures traditionnels, puis en 2007 pour l'exploration des gaz de shale. L'engouement pour les
14 gaz de shale a commencé véritablement en 2008, avec l'autorisation des forages horizontaux au
15 Québec¹¹¹.
- 16 ● Avant 2010, il y a eu peu de réactions de la population sur l'exploration du gaz de shale. Dès 2010, la
17 mobilisation citoyenne autour des gaz de shale se structure et a poussé le gouvernement à mieux
18 comprendre les tenants et aboutissants de cette industrie, au moyen de diverses consultations et études :
19 rapport du Vérificateur général du Québec (VGQ) en 2010, rapport du Bureau d'audiences publiques en
20 environnement (BAPE) en 2011¹¹², lancement de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) en
21 2011 et suspension des travaux de fracturation pour toute sa durée.¹¹³ Depuis, les compagnies explorant
22 la région pourraient techniquement reprendre leurs activités. Cependant, pour limiter les risques d'image,
23 aucune n'a repris pour l'instant¹¹⁴.
- 24 ● Au printemps 2014, le gouvernement a annoncé une nouvelle étude environnementale stratégique (ÉES),
25 mais cette fois sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures, ce qui inclut les gaz de shale¹¹⁵.

¹¹⁰ En conformité avec les préférences de la communauté scientifique du Canada, on utilisera la formulation gaz de shale plutôt que de gaz de schiste

¹¹¹ (Fortin & Fournis, 2013).

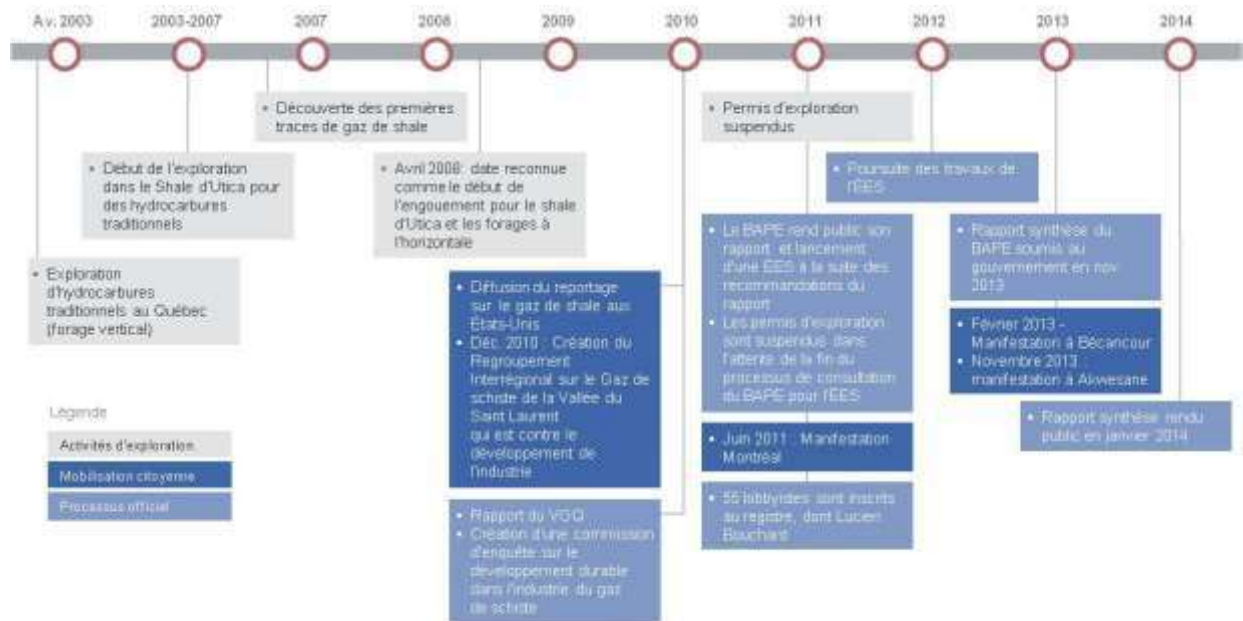
¹¹² (BAPE, 2011)

¹¹³ (Fortin & Fournis, 2013).

¹¹⁴ (LaPresse, 2014)

¹¹⁵ (MDDELCC, 2014)

1 FIGURE 32 : PRINCIPAUX ÉVÈNEMENTS ENTOURANT L'EXPLORATION DES GAZ DE SHALE AU QUÉBEC
 2 2003 à 2014



3
 4 Sources : BAPE, Fortin et Fournis, Radio Canada, analyse KPMG-SECOR

5 III.1.1 L'ÉTUDE ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE

- 6
- 7 ● L'ÉES est un exercice majeur qui permet de faire la synthèse des connaissances actuelles sur
 8 l'exploitation des gaz de shale, dans le but de prendre une décision éclairée. Ainsi, 73 études ont été
 9 menées entre 2011 et 2013 couvrant tous les aspects liés à l'exploitation des gaz de shale dans les basses
 terres du Saint-Laurent (voir tableau 3).
 - 10 ● L'ÉES a notamment permis d'estimer le potentiel de gaz récupérable et d'élaborer des scénarios de
 11 développement de l'industrie au Québec. Le rapport synthèse de l'ÉES a été rendu public en 2014, ainsi
 12 que toutes les études effectuées. Les présents constats concernant le gaz de shale au Québec se fondent
 13 essentiellement sur l'analyse de la documentation produite au cours de l'ÉES.

1 TABLEAU 3 : LES THÉMATIQUES EXPLORÉES PAR LES ÉTUDES MENÉES DANS LE CADRE DE L'ÉES
 2 2014

THÉMATIQUE	SUJETS ABORDÉS
<ul style="list-style-type: none"> Processus et méthodologie des consultations publiques 	<ul style="list-style-type: none"> Pratiques clés des processus de participation publique
<ul style="list-style-type: none"> Potentiel gazier du Québec et de la région; scénarios de développement 	<ul style="list-style-type: none"> Marché du gaz naturel au Québec, gaz présent dans le shale d'Utica, analyse des évolutions possibles des prix, élaboration des scénarios de développement possibles
<ul style="list-style-type: none"> Pertinence socio-économique 	<ul style="list-style-type: none"> Analyse avantages-coûts, coûts privés et publics de l'exploitation
<ul style="list-style-type: none"> Enjeux sociaux 	<ul style="list-style-type: none"> Affectation du territoire, compatibilité des usages, impacts sociaux, gouvernance de l'industrie, acceptabilité sociale
<ul style="list-style-type: none"> Enjeux environnementaux 	<ul style="list-style-type: none"> Enjeux touchant l'eau, l'air, les gaz à effet de serre, risques naturels et technologiques

3 Sources : Comité de l'évaluation environnementale stratégique, 2014; Analyse KPMG-SECOR

4 III.1.2 ESTIMATIONS DES RÉSERVES

- 5
 - 6 Au Québec, l'exploration du gaz de shale est concentrée dans une partie des basses terres du Saint-Laurent entre Québec et Montréal, en ayant comme limite au nord-ouest le fleuve Saint-Laurent et comme limite au sud-est les Appalaches. Trois régions administratives, soit Chaudière-Appalaches, le Centre-du-Québec et la Montérégie, sont principalement concernées¹¹⁶. Ces régions varient en termes de densité de population, d'activités économiques et de caractéristiques du territoire.
- 10
 - 11 Le shale d'Utica (la formation géologique dans laquelle le gaz est emprisonné) s'étend sur une superficie de 15 800 km² entièrement couverte par des permis d'exploration. La région renferme une quantité importante de gaz de shale, mais qui varie selon la profondeur du shale. La zone concernée est découpée en trois corridors d'exploration, le deuxième corridor étant considéré comme le plus prometteur (voir figure ci-dessous).¹¹⁷

¹¹⁶ (BAPE, 2011)

¹¹⁷ (BAPE, 2011)

1 FIGURE 33 : CORRIDORS D'EXPLORATION DANS LE GROUPE D'UTICA
 2 2012



3
 4 Source : Adapté de Duchaine et coll., 2012.

- 5 ● Depuis 2007, plusieurs études concernant le potentiel en gaz de shale au Québec ont été rendues
 6 publiques. Les études menées avant l'ÉES sur le potentiel de la région doivent être considérées avec
 7 précaution¹¹⁸ puisqu'elles se fondent sur des explorations en des zones ayant des concentrations variables
 8 en gaz de shale, ou bien ne concernent pas le shale d'Utica (voir le Tableau 12 de l'Annexe 5 – Offre du
 9 Québec).
- 10 ● L'estimation du potentiel de la région retenue dans l'analyse de l'offre est celle de Duchaine et coll.
 11 (2012). Ceux-ci estiment que comparativement à d'autres gisements en Amérique du Nord, le groupe
 12 d'Utica serait parmi les plus petits bassins de shales gazéifères considérés. L'estimation de gaz
 13 techniquement récupérable varie de 634 milliards de m³ à 1 342 milliards de m³ (voir le Tableau 13 de
 14 l'Annexe 5 – Offre du Québec) et se compare aux estimations inférieures de ressources techniquement
 15 récupérables dans les shales de Barnett (736 milliards de m³, Texas), Haynesville (963 milliards de m³,
 16 Louisiane) et Montney (1 388 milliards de m³, Colombie-Britannique).
- 17 ● En comparaison de la consommation de gaz naturel au Québec en 2013 estimée à 5,8 milliards de m³¹¹⁹,
 18 la fourchette haute de l'estimation de gaz techniquement récupérable pourrait combler l'équivalent de
 19 plus de 230 années de consommation.
- 20 ● Bien que l'étude de Chen et coll. (2014) soit la plus récente, celle-ci évalue uniquement le gaz en place¹²⁰,
 21 tandis que celle de Duchaine et coll. a l'avantage d'estimer la ressource techniquement récupérable tant
 22 en fonction de la perte liée à la fracturation, qu'en fonction de la portion du territoire qu'il est possible
 23 d'explorer en raison de la densité des habitations sur la zone de permis. Par ailleurs, l'étude de Chen
 24 estime plus précisément le volume total de gaz en place dans la roche à 5 353 milliards de m³, ce qui

¹¹⁸ (Duchaine, Tourigny, Beaudoin, & Dupuis, 2012)

¹¹⁹ (Statistique Canada, s.d.)

¹²⁰ (Chen, Lavoie, & Malo, 2014)

entre dans la fourchette estimée par Duchaine et coll., confirmant la pertinence de l'étude de Duchaine et coll. (2012).

- Les études précédemment citées permettent d'avoir une estimation du gaz techniquement récupérable, néanmoins, il importe réaliser des analyses plus approfondies pour estimer l'offre annuelle qui pourrait en résulter sur les quinze prochaines années.

III.1.3 ESTIMATION DE L'OFFRE POTENTIELLE

- L'estimation de l'offre réalisée dans le cadre du présent rapport se base sur les scénarios de développement élaboré par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (CÉES). Les scénarios 1 et 2 excluent l'exploitation des gaz de shale. Les scénarios 3, 4 et 5 comprennent l'exploitation des gaz de shale, mais à des intensités différentes (voir le Tableau 4). Il importe de comprendre que seul le cinquième scénario propose une exploitation commerciale plus intensive qui offrirait des économies d'échelle.

TABLEAU 4 : VUE D'ENSEMBLE DES SCÉNARIOS ÉLABORÉS PAR LE CÉES
2012

HYPOTHÈSES	SCÉNARIO 1	SCÉNARIO 2	SCÉNARIO 3	SCÉNARIO 4	SCÉNARIO 5
Territoire concerné	• Aucun développement subséquent	• Uniquement des forages d'exploration	• Nord-est du corridor 2	• Ensemble du corridor 2	• Ensemble des corridors
Territoire libre de contraintes ⁽¹⁾			• 50 %	• 50 %	• 50 %
Nombre de puits			• 1 000 puits, soit 166 plateformes de forage	• 3 600 puits, soit 600 plateformes de forage	• 9 000 puits, soit 1 500 plateformes de forage
EUR ⁽²⁾ (millions de m ³)			• 85	• 78	• 71
Déploiement			• 10 ans	• 15 ans	• 20 ans

⁽¹⁾ Contraintes sociales, naturelles et administratives limitant l'emplacement des plateformes en surfaces et limitant l'accès à la ressource

⁽²⁾ Note : conversion de BCF à millions de mètres cubes. 1 BCF = 28,32784 millions de m³

Source : CÉES, « L'industrie du gaz de schiste dans les basses terres du Saint-Laurent, scénarios de développement », 2012; Analyse KPMG-SECOR

- À partir de ces scénarios, on a estimé l'offre potentielle de gaz de shale pour les 15 prochaines années. Il faut noter que cette estimation est basée sur des données partielles, elles-mêmes dérivées de données incomplètes et estimées. Ainsi, l'estimation de l'offre proposée doit être considérée avec précaution, dans le contexte de l'état des connaissances actuelles sur le sujet.
- L'offre de gaz de shale estimée dépend de deux facteurs : le nombre de puits exploités et le rendement des puits exploités. Les différents scénarios du CÉES ont déjà estimé le nombre de puits que l'on pourrait forer. Le plus grand défi a consisté à estimer le rendement annuel des puits, sur la base du rendement total espéré. Le rendement des puits de gaz de shale suit une courbe de déclin. Cette courbe de déclin résulte d'un calcul complexe, qui projette la production attendue d'un puits à partir des données de rendement des premières semaines d'exploitation¹²¹. Le rendement de chaque puits est unique.

¹²¹ (Gonzalez, P.; Bernard, Jean-Thomas; Trabelsi, Sarah; Beaudoin, Georges, 2012)

- 1 ● Étant donné qu'il n'y a pas eu d'exploitation du gaz de shale dans la région, il n'existe pas de courbe de
 2 déclin pour le gaz de shale des basses terres du Saint-Laurent. Par conséquent, une courbe de déclin
 3 hypothétique a été calculée en faisant la moyenne des courbes de déclin des autres shales comparables
 4 nord-américains de Haynesville, Barnett, Marcellus, Fayetteville et Colony Wash. Un résumé des
 5 hypothèses utilisées est présenté au tableau suivant, et une courbe de déclin hypothétique est présentée à
 6 la Figure 34.

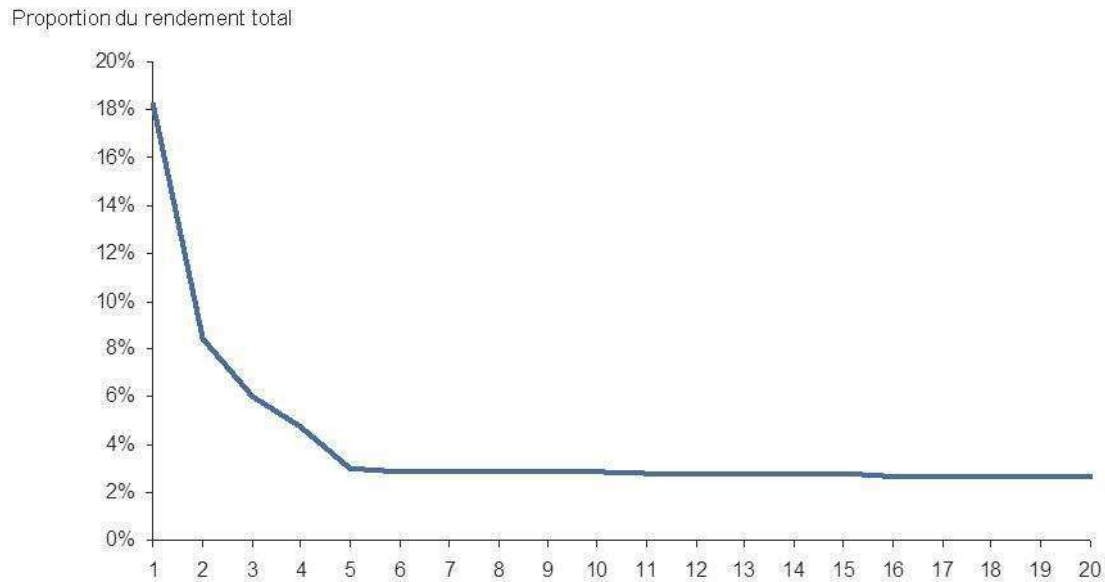
7 **TABLEAU 5 : HYPOTHÈSES UTILISÉES POUR L'ESTIMATION DE L'OFFRE DE GAZ DE SHALE**
 8 **2014**

OBJET	HYPOTHÈSE RETENUE
● Nombre de puits exploités par scénarios	● Déploiement du nombre de puits prévus par le CÉES (2012, p.28)
● EUR par puits	● EUR prévu par le CÉES (2012, pp. 21, 24, 26)* ● Scénario 3 : 85 millions de m ³ ● Scénario 4 : 78 millions de m ³ ● Scénario 5 : 71 millions de m ³
● Courbe de déclin de l'exploitation des puits	● Moyenne basée sur l'exploitation des shales de Haynesville, Barnett, Marcellus, Fayetteville et Colony Wash

9 *Note : conversion de BCF à millions de mètres cubes. 1 BCF = 28,32784 millions de m³
 10 Source : Analyse KPMG-SECOR

11

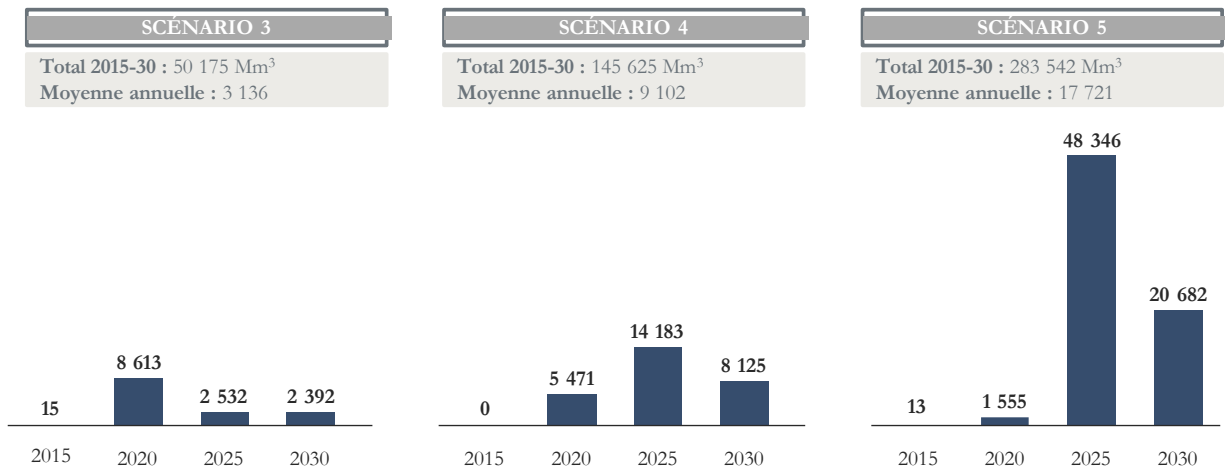
1 FIGURE 34 : COURBE DE DÉCLIN HYPOTHÉTIQUE : ESTIMATION DE L'EUR CONSOMMÉ PAR ANNÉE
2 PAR PUIT
3 Pour les 20 premières années d'exploitation, en %



4
5 *Source : Analyse KPMG-SECOR à partir de la figure 1 du rapport de Gonzalez et al 2012 « Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du*
6 *Marcellus du Haynesville et du Montney »*

- 7 ● L'analyse montre que l'offre potentielle issue des gaz de shale varie considérablement selon le scénario
8 choisi. Dans le cadre du scénario 3, on aboutirait à 2,4 milliards de m³ en 2030, avec un sommet en 2020
9 à 8,6 milliards de m³. Dans le cadre du scénario intermédiaire, un sommet est atteint en 2025 avec 14,2
10 milliards de m³ pour atteindre 8,1 en 2030. Le scénario le plus optimiste atteint un maximum en 2025 à
11 48,3 milliards de m³, puis 20,7 en 2030.

1 **FIGURE 35 : ESTIMATION DE L'OFFRE POTENTIELLE DE GAZ DE SHALE**
 2 *2015-2030, en millions de m³*



3
 4 *Source : Analyse KPMG-SECOR*

5 III.1.4 ENJEUX LIÉS À L'EXPLOITATION DES GAZ DE SHALE

- 6
- 7 ● Dans le cadre du CÉES, une analyse avantages-coûts (AAC) a été menée pour les scénarios 3 et 5 afin de
 8 déterminer la rentabilité sociale du développement de l'industrie des gaz de shale au Québec (voir
 9 Tableau 14 de l'Annexe 5 – Offre du Québec). Cette analyse permet de déterminer si l'exploitation est
 10 profitable pour la société québécoise dans le contexte des prix attendus et redevances actuelles, en
 estimant la valeur sociale de cette exploitation pour le Québec.
 - 11 ● Selon l'AAC, l'exploitation des gaz de shale serait profitable pour le Québec, dans la mesure où la
 12 rentabilité financière pour les entreprises privées est atteinte. En effet, dans ce contexte, les principaux
 13 coûts sociaux que constituent le coût sociétal du carbone et le coût des émissions fugitives seraient
 14 contrebalancés par les bénéfices, notamment les redevances à l'exploitation. À noter cependant que
 15 d'autres facteurs, difficilement quantifiables à ce stade, n'ont pas pu être pris en compte dans l'analyse.
 16 Enfin, les auteurs de l'AAC notent qu'il a été difficile, à partir des données disponibles dans le cadre de
 17 l'étude, de déterminer avec certitude un prix plancher de gaz naturel au Québec qui assurerait la
 18 rentabilité privée des entreprises exploitantes.
 - 19 ● Les consultations menées dans le cadre de l'ÉES soulignent également certains impacts sociaux que
 20 l'industrie a généralement sur l'environnement immédiat : la pollution visuelle, l'impact sur le patrimoine,
 21 le bruit généré par les activités d'exploitations, ainsi que l'impact sur les prix du logement. Bien que des
 22 mesures d'atténuation soient généralement mises en place, la population locale souhaite éviter ces
 23 désagréments¹²².
 - 24 ● Les enjeux environnementaux concernant l'eau et l'air sont aussi importants lorsqu'on considère
 25 l'exploitation des gaz de shale au Québec. En ce qui concerne les enjeux touchant l'eau,
 26 l'approvisionnement de l'industrie en eau ne semble pas problématique. Toutefois, les ouvrages
 27 d'assainissements municipaux ne sont pas conçus pour la gestion et le reflux des eaux usées provenant de
 28 la fracturation hydraulique. Cette situation ferait en sorte que les coûts associés aux rejets de
 29 l'exploitation seraient socialisés, ce qui peut être débattu.

¹²² (CÉES, 2014)

- 1 ● En ce qui concerne la qualité de l'air, l'exploitation des gaz de shale pourrait avoir un impact important à
2 l'échelle régionale, rendant impératives des mesures d'atténuation pour limiter les odeurs et les
3 émissions polluantes.
- 4 ● Enfin, de l'avis de certains experts, une portion de la population est opposée au développement de
5 l'industrie du gaz de shale. L'opinion est passée d'une attitude ouverte aux débuts de l'exploitation dans
6 la région, à une attitude fermée en raison d'un manque d'information, des impacts appréhendés et
7 l'impression d'un manque d'encadrement de l'industrie par le gouvernement¹²³. Pour plusieurs, cette
8 industrie jeune repose sur une technologie qui pourrait être améliorée. De plus, comme les réserves de
9 gaz naturel se trouvent à proximité des populations, l'acceptabilité sociale constitue un enjeu majeur et
10 incontournable au développement de l'industrie.
- 11 ● Conséquemment à ces enjeux, l'incertitude entourant l'exploitation du gaz de shale au Québec est
12 aujourd'hui encore trop importante pour considérer une production dans l'horizon de la présente étude.

13 III.2 OFFRE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

14 III.2.1 LES SOURCES DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE AU QUÉBEC

- 15 ● Le biogaz est à l'origine du gaz naturel renouvelable et provient de trois origines principales : les
16 méthaniseurs agricoles, les méthaniseurs municipaux, et les sites d'enfouissement¹²⁴. Une définition des
17 modes de collecte du biogaz selon sa provenance est présentée au Tableau 15 de l'Annexe 5 – Offre du
Québec. Puisqu'il est non raffiné, le biogaz ne peut être considéré comme du gaz naturel.
- 18 ● Le biogaz est le gaz résultant de la dégradation des déchets dans les cuves. Il y a trois façons de gérer le
biogaz produit par les matières résiduelles : brûler le gaz à la torchère (aucune valorisation), utiliser le
biogaz produit sans isoler le méthane (propriétés énergétiques inférieures), et raffiner le biogaz en gaz
naturel renouvelable (potentiel maximal). La solution la moins coûteuse est de brûler le gaz. Les deux
autres options sont plus coûteuses puisqu'il est nécessaire de s'équiper pour le captage et la
transformation du gaz naturel renouvelable, et aussi en assurer le suivi, la qualité et la sécurité.
- 19 ● Le gaz naturel renouvelable injecté dans le réseau ne représente qu'une fraction du biogaz produit à partir
des substrats. La production de gaz naturel renouvelable à partir du biogaz suit certaines étapes pour
assurer la qualité du gaz naturel renouvelable entrant dans le réseau. Une fois le biogaz capté dans le
méthaniseur, il est raffiné, le gaz d'échappement est redirigé vers l'atmosphère après avoir été traité, tandis
que le gaz naturel renouvelable passe par un poste d'injection pour vérification avant d'être injecté au réseau
(voir Tableau 16 de l'Annexe 5 – Offre du Québec).

20 III.2.2 PRODUCTION ACTUELLE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE AU QUÉBEC

- 21 ● Dans un premier temps, il importe de comprendre la production actuelle de gaz naturel renouvelable au
22 Québec et les fins auxquelles il est utilisé.
- 23 ● Actuellement, un seul site produit du gaz naturel renouvelable raffiné injecté dans le réseau, celui d'EBI
24 Énergie à Saint-Thomas (MRC de Joliette)¹²⁵. Le biogaz capté provient de la valorisation des matières
résiduelles du lieu d'enfouissement technique de St-Thomas. Le site procure du biogaz à une centrale
électrique connectée au réseau d'Hydro-Québec, générant 9,4 MW d'électricité par année. L'énergie
produite est suffisante pour alimenter 10 000 résidences.

Le cas d'EBI Énergie est un cas particulier. En raison de leur tarif dédié, EBI Énergie peut injecter le biogaz raffiné dans le réseau de TQM et ce, même s'il n'est que partiellement raffiné. Cela ne compromet

¹²³ (Fortin & Fournis, 2013)

¹²⁴ (Electrigaz, 2010)

¹²⁵(CNW Telbec, 2012)

1 pas la qualité du gaz (le **biogaz raffiné** est très dilué dans le réseau). Aujourd'hui, un nouveau tarif oblige les
nouveaux producteurs à rencontrer des spécifications techniques plus contraignantes.

- 2 ● Les autres sites d'enfouissement ou de valorisation des déchets en activité actuellement recensés
3 produisent du biogaz sans qu'il soit raffiné jusqu'à devenir du gaz naturel renouvelable. Il n'est donc pas
4 injecté dans le réseau, mais utilisé sur place pour chauffer ou alimenter en énergie des installations locales
5 ou des véhicules servant au transport des déchets sur le site. C'est notamment le cas du site
6 d'enfouissement de Waste Management à Ste-Sophie (MRC de la Rivière du Nord) qui produit du gaz
7 naturel renouvelable à usage exclusif de l'usine de papiers fins Cascades¹²⁶. Waste Management dispose
8 de deux autres sites d'enfouissement : l'un à Ste-Nicéphore (MRC de Drummond) produit de la chaleur
9 et de l'électricité; et l'autre à Magog (MRC de Memphrémagog), dont les gaz naturel renouvelable qui en
10 émanent sont pour le moment brûlés à la torchère¹²⁷.
- 11 ● Les avantages avancés par les organisations utilisant le biogaz produit sont tout d'abord l'économie de
12 coûts par rapport aux carburants traditionnels, ainsi que la réduction de la pollution occasionnée.

13 III.2.3 OFFRE POTENTIELLE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE AU QUÉBEC

- 14 ● L'offre de gaz naturel renouvelable proviendra de deux sources dans les quinze prochaines années : les
15 municipalités et les sites d'enfouissement en opération.
- 16 ● Avec la plus récente politique de gestion des résidus¹²⁸ du gouvernement du Québec, on s'attend à une
17 hausse de l'offre de gaz naturel renouvelable provenant des municipalités dans les 15 prochaines années.
18 En effet, cette politique interdit aux municipalités l'enfouissement des déchets organiques dès 2020. En
19 conséquence, ceux-ci devront être compostés ou encore être valorisés en gaz naturel renouvelable. Pour
20 aider les municipalités à faire la transition, le gouvernement du Québec a accordé des subventions pour
21 les projets qui en faisaient la demande jusqu'en 2013.
- 22 ● Cette volonté gouvernementale a donné lieu à plusieurs projets de sites municipaux de traitement des
23 déchets produisant du gaz naturel renouvelable¹²⁹. Au moment de la rédaction de ce rapport, les villes de
24 St-Hyacinthe, Montréal, Laval, Longueuil, Québec et la Régie intermunicipale de valorisation des
25 matières organiques du Beauharnois-Salaberry et de Roussillon ont reçu des subventions du
26 gouvernement pour les aider à mettre en œuvre leurs projets. Le premier projet qui devrait voir le jour
27 sera celui de St-Hyacinthe en 2016, suivi de Longueuil, Québec et de la Régie intermunicipale de
28 valorisation des matières organiques du Beauharnois-Salaberry et de Roussillon en 2018, de Montréal et
29 Laval en 2019, puis un deuxième projet à Montréal en 2022.
- 30 ● Également dans le cadre du programme de subvention gouvernemental, le projet de la SEMER de
31 Rivière-du-Loup devrait entrer en fonction en 2016.
- 32 ● Par ailleurs, certains sites qui produisaient du **biogaz**, mais sans le valoriser (brûlé à la torchère), ont
prévu de s'équiper pour valoriser la ressource dans les prochaines années. Notamment, le site de BFI
Canada à Terrebonne (secteur Lachenaie) s'est doté d'installations de traitement de gaz de sites
d'enfouissement pour produire du gaz naturel renouvelable qui seront en service à la fin de 2014¹³⁰. Le
tableau ci-dessous présente la liste des projets annoncés.

¹²⁶ (Waste Management, s.d.)

¹²⁷ (Waste Management, s.d.); (Waste Management)

¹²⁸ (Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 2011)

¹²⁹ (MDDELCC, s.d.)

¹³⁰ (Wong & Chayer, 2013)

1 TABLEAU 6 : DATES DE DÉBUT D'OPÉRATION ET CAPACITÉ DES PROJETS PRODUISANT DU GAZ NATUREL
 2 RENOUVELABLE
 3 2014, en millions de m³
 6

PROJETS	ANNÉE DU DÉBUT D'OPÉRATION	CAPACITÉ À TERME
MUNICIPAUX		
Ville de St-hyacinthe	2016	13,0 millions m ³
Ville Longueuil	2018	6,5 millions m ³
Ville de Québec	2018	2,0 millions m ³
Régie de Beauharnois	2018	2,0 millions m ³
Ville de Montréal (projet 1)	2019	3,3 millions m ³
Ville de Laval	2019	3,0 millions m ³
Ville de Montréal (projet 2)	2022	3,3 millions m ³
AUTRES		
SEMER Rivière-du-Loup	2016	3,0 millions m ³
BFI Canada (Lachenaie)	2014	70,7 millions m ³
EBI Énergie	En opération	2,3 millions m ³

7 *Source : Ministère du développement durable de l'environnement et lutte contre les changements climatiques; Gaz Métro; Sites web des organisations; Analyse*
 8 *KPMG-SECOR*

- 9 ● Deux sources ont récemment estimé le potentiel total du gisement¹³¹ de gaz naturel renouvelable au
 10 Québec : Électrigaz (2010) et l'Association québécoise d'énergie renouvelable (AQPER)¹³² (2012). Une
 11 première estimation de l'offre annuelle potentielle de gaz naturel renouvelable de 2010 à 2030 réalisée par
 12 Électrigaz évalue à 710 millions de mètres cubes par année le gisement potentiel total de gaz naturel
 13 renouvelable au Québec¹³³, et une production de 510 millions de mètres cubes en 2030. L'AQPER
 14 estime à 1,3 milliard de mètres cubes l'offre totale potentielle¹³⁴.
- 15 ● Ces deux estimations ne sont pas utilisées dans le cadre de la présente étude pour les raisons suivantes.
 16 Premièrement, le détail de l'estimation avancée par l'AQPER n'étant pas disponible, il est difficile de s'y
 17 référer pour faire une estimation annuelle de l'offre des 15 prochaines années. Deuxièmement, en
 18 confrontant les estimations d'Électrigaz pour 2013 à la réalité de la production, on obtient une différence
 19 significative.

¹³⁰ (Wong & Chayer, 2013)

¹³¹ Il faut faire la différence entre le potentiel total et l'offre effective. Le potentiel total représente le gisement de gaz naturel renouvelable total théoriquement existant au vu des matières résiduelles annuellement produites au Québec. L'offre potentielle est la quantité de gaz que l'on estime pouvoir injecter au réseau selon différentes hypothèses.

¹³² (Camirand & Samray, 2012)

¹³³ Électrigaz

¹³⁴ (Camirand & Samray, 2012)

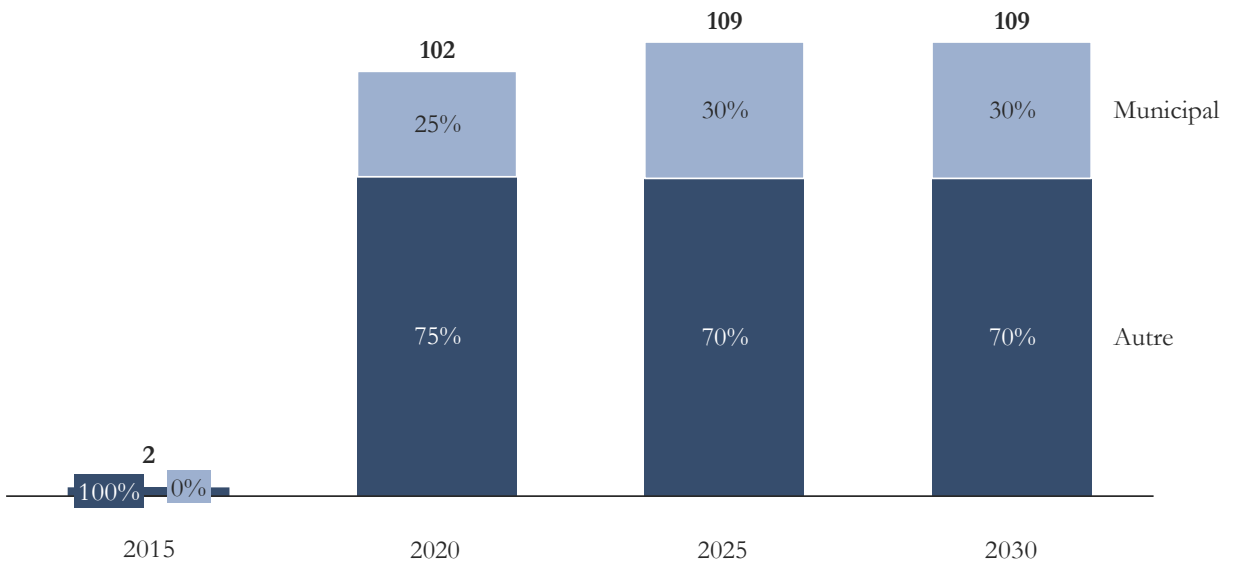
- 1 • Dans les conditions actuelles, l'Union des municipalités du Québec (UMQ) indique qu'il est difficile de
2 rentabiliser pour les municipalités la valorisation de biogaz en gaz naturel renouvelable provenant des
3 déchets organiques¹³⁵. En effet, du côté des coûts occasionnés, celles-ci devront s'équiper en matériel et
4 acquérir des compétences supplémentaires pour contrôler et gérer la production de gaz naturel
5 renouvelable. D'autre part, les revenus reçus pourraient ne pas être suffisants pour couvrir les coûts.
6 L'UMQ a proposé, dans son mémoire présenté en 2013 à la commission des enjeux énergétiques du
7 Québec, plusieurs mesures pour faire en sorte que l'opération soit un minimum rentable pour les
8 municipalités, mais le doute subsiste quant à leur mise en place.
- 9 • Il importe alors d'observer le potentiel de production de gaz naturel renouvelable provenant des
10 municipalités. Bien qu'un puits typique de gaz de shale puisse produire dix fois plus de molécules de
11 méthane qu'un biodigester municipal moyen, la production de gaz naturel renouvelable provenant des
12 municipalités présente un potentiel à considérer. En se basant sur les documents déposés par l'UMQ à la
13 commission des enjeux énergétiques en 2013¹³⁶, l'estimation du potentiel des municipalités à produire des
14 gaz naturel renouvelable est de 40 Mm³ à terme, soit moins de 0,75 % de la consommation annuelle
15 totale de gaz naturel au Québec¹³⁷.
- 16 • Étant donné les incertitudes liées à la rentabilité des projets de production de gaz naturel renouvelable
17 provenant des municipalités, les estimations de l'offre potentielle de gaz naturel renouvelable au Québec
18 de la présente étude se basent sur les annonces officielles mentionnées précédemment (projets
19 municipaux et autres tels que régies et entreprises privées). Les projections prennent en compte l'atteinte
20 graduelle des maximums de production de gaz naturel renouvelable annoncés pour les projets.
- 21 • Dans cette optique, la production de gaz naturel renouvelable prendrait véritablement son envol en 2020
22 lorsque tous les projets annoncés se seront concrétisés, pour atteindre 109 millions de mètres cubes en
23 2030.
24

¹³⁵ (Union des Municipalités du Québec, 2013, Octobre 11)

¹³⁶ (Union des Municipalités du Québec, 2013)

¹³⁷ Idem

1 **FIGURE 36 : ESTIMATION DE L'OFFRE DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE**
2 *2014-2030, en millions de m³*



3
4 *Source : Analyse KPMG-SECOR*

III.3 OFFRE DE GAZ NATUREL PROVENANT DE L'ÎLE D'ANTICOSTI ET DE LA GASPÉSIE

III.3.1 GAZ PROVENANT DE L'ÎLE D'ANTICOSTI

- La présence d'hydrocarbures dans le secteur de l'île d'Anticosti est connue depuis un certain temps, mais ce n'est que récemment que les explorations ont été autorisées et ont fait l'objet de permis¹³⁸. L'exploration dans le secteur devrait débuter à l'été 2014. À ce titre, une coentreprise a été créée en février 2014 avec Ressource Québec, Pétrolia, Corridor Ressources, Maurel & Prom et une entente de principe a été conclue avec Junex¹³⁹. Le récent changement de gouvernement ne devrait pas changer cette approche, mais une évaluation environnementale propre à l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières sur l'île d'Anticosti sera menée à l'hiver 2015¹⁴⁰.
- De fait, il n'existe pas de données concrètes sur le potentiel pétrolier ni gazeux de la région, puisque l'exploration n'a pas encore débuté, et qu'une évaluation environnementale stratégique vient d'être commandée.
- La seule estimation publique existante se base sur des informations géophysiques, fondée sur l'historique géologique de la région et non pas sur l'exploration concrète du sous-sol. Il s'agit de l'estimation réalisée par Sproule, une société de consultants de Calgary, pour Pétrolia et Corridor Ressources en 2011¹⁴¹. Elle concerne les ressources de pétrole de shale uniquement, même si du gaz de shale cohabite avec le pétrole, et elle stipule clairement qu'aucune ressource n'a encore été découverte sur l'île d'Anticosti. De plus cette estimation concerne seulement la ressource en place dans la roche, sans pouvoir déterminer ce qu'il serait possible d'extraire.
- Aucune étude existante à ce jour ne s'est penchée sur la rentabilité de l'exploitation des gaz de shale à Anticosti et il n'est pas encore possible de déterminer si une telle exploitation aura lieu.
- Les réactions de la population locale sont aussi à prendre en compte. Pour le moment, malgré l'effervescence, la population n'a pas été consultée de façon officielle, mais le sera probablement durant l'évaluation environnement stratégique de 2015. En attendant, les anticostiens demeurent passablement divisés sur l'opportunité ou non d'exploiter intensivement le pétrole de shale¹⁴².
- En raison de l'absence d'études et de données probantes sur la quantité de gaz de shale présent à Anticosti d'une part, et l'incertitude élevée quant à son exploitation d'autre part, l'offre de gaz en provenance d'Anticosti n'a pas été incluse dans la présente analyse.

III.3.2 GAZ PROVENANT DU GISEMENT DE BOURQUE

- Le gisement de Bourque, situé près de Murdochville en Gaspésie, a fait l'objet d'exploration au cours de dernières années par la société Petrolia. En 2013, la société Sproule a réalisé une étude indépendante du potentiel de gaz en place de la région, commandée par Petrolia. Cette étude estime le gaz en place à 29 milliards de mètres cubes¹⁴³. On ignore encore la quantité de gaz qui pourrait effectivement être extraite, et la faisabilité de l'extraction.
- Même si la cimenterie McInnis qui est en projet à Port-Daniel, soit à environ 200 km de la région riche en gaz, a déjà manifesté son intérêt pour acheter le gaz produit à cet endroit, des incertitudes persistent. L'enjeu réside premièrement dans l'acheminement du gaz. Cela impliquerait de construire un gazoduc

¹³⁸ (Ici Radio-Canada, 2014)

¹³⁹ (Premier Ministre du Québec, 2014)

¹⁴⁰ (Ici Radio-Canada, 2014)

¹⁴¹ (Sproule, 2011, June 1)

¹⁴² (Shields, 2014)

¹⁴³ (Petrolia)

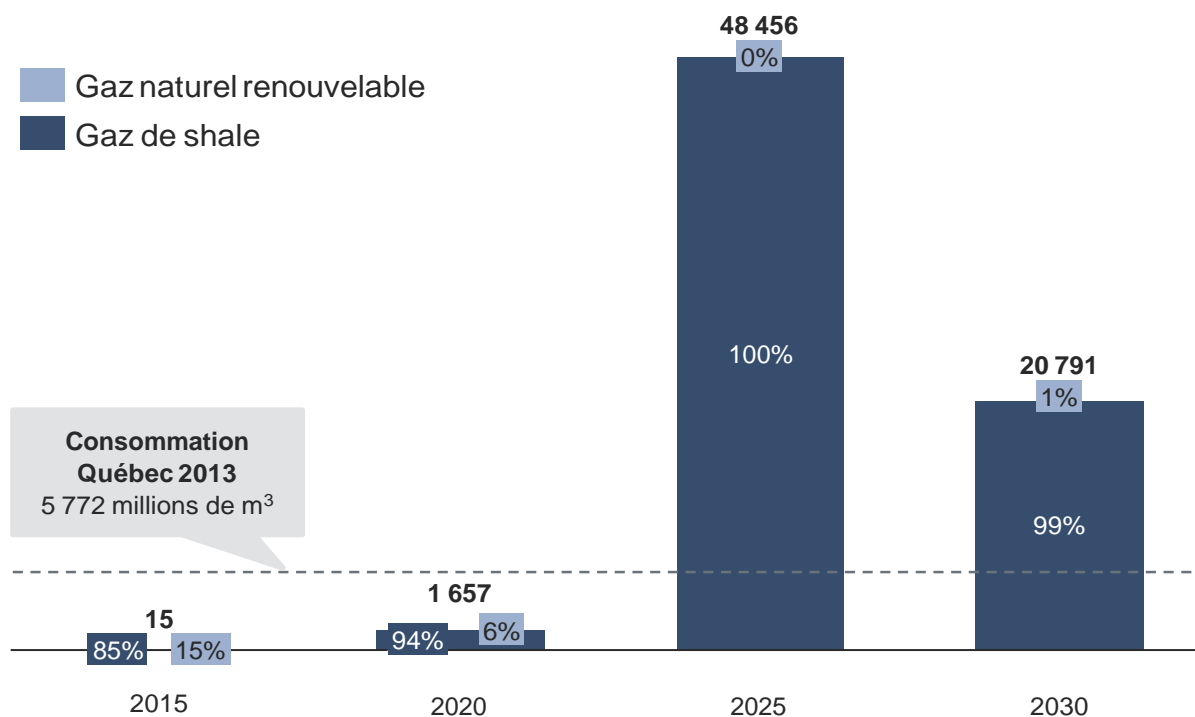
pour acheminer le gaz, ce que ni McInnis ni Petrolia n'ont l'intention de faire¹⁴⁴. L'exploitation du gaz produit à cet endroit impliquerait donc un investissement de Gaz Metro pour raccorder la production au réseau. Une autre option plus coûteuse et moins pratique consisterait à liquéfier le gaz pour l'acheminer ensuite à la cimenterie. Selon nos conversations avec Gaz Métro, il y aurait vraisemblablement un intérêt à réaliser une étude de préfaisabilité au sujet de l'acheminement de gaz à la cimenterie. Toutefois, rien n'a encore été amorcé à ce jour.

- En raison des incertitudes entourant : premièrement, le potentiel de gaz qu'il serait possible d'extraire dans la région de façon rentable; deuxièmement, la façon de l'acheminer de façon rentable; et troisièmement la clientèle éventuelle pour le gaz produit; l'offre potentielle de gaz provenant du gisement de Bourque n'a pas été prise en compte dans l'analyse de l'offre.

III.4 BILAN DE L'ANALYSE DE L'OFFRE

- En résumé, si on s'en tient au potentiel gazier du Québec, et sans tenir compte des contraintes actuelles (légales, économiques, sociales, etc.), l'offre de gaz naturel provenant du Québec pour les 15 prochaines années serait issue de deux sources : le gaz de shale et le gaz naturel renouvelable.

FIGURE 37 : RÉSUMÉ DES PROJECTIONS DE L'OFFRE POTENTIELLE DE GAZ PRODUIT AU QUÉBEC : SCÉNARIO OPTIMISTE 2015-2030, Mm³



Sources : Analyse KPMG-SECOR

¹⁴⁴ (Ici Radio-Canada, 2014)

- 1 • Cependant, il est clair que l'exploitation des gaz de shale demeure pour le moment fort incertaine en
2 raison notamment des enjeux reliés à l'acceptabilité sociale. De l'autre côté, la production de gaz naturel
3 renouvelable au Québec risque fort d'être entravée par les freins économiques à une telle production
4 pour les municipalités du Québec. Même si des projets de valorisation des déchets organiques ont été
5 annoncés, il est possible que cette valorisation ne mène pas à du gaz naturel renouvelable pour des
6 raisons économiques¹⁴⁵. Il resterait donc la production annoncée de joueurs privés, qui demeure minime
7 et servira à alimenter les besoins locaux (usines, etc.).
- 8 • En conclusion, selon les analyses menées et de façon réaliste, le gaz naturel produit au Québec sera
9 insuffisant pour combler les besoins dans les quinze prochaines années. En effet, à l'horizon 2030,
10 l'offre qui devrait provenir majoritairement de gaz naturel renouvelable équivaudrait à 1,4% des besoins
11 estimés.

¹⁴⁵ (Union des Municipalités du Québec, 2013)

CONCLUSION

CONCLUSION

- KPMG-SECOR a produit une étude économique sur l'évaluation des besoins potentiels de gaz naturel au Québec pour la période s'étendant de 2015 à 2030 ainsi que de l'offre en gaz naturel de son territoire.

Une estimation des besoins en gaz naturel

- Ce rapport vise dans un premier temps à estimer les besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes. Cette estimation se fait dans un contexte où TransCanada Pipelines entend transformer une partie des infrastructures actuelles de transport de gaz naturel en oléoduc.
- L'approche de KPMG-SECOR s'est appuyée sur la consommation historique de gaz naturel, dont le total se chiffrait à environ 6 000 Mm³ en 2013, et une répartition sectorielle couvrant le résidentiel/commercial, le transport et l'industriel.
- En 2030, les besoins en gaz naturel au Québec sont estimés à 7 970 Mm³ pour l'ensemble des régions desservies dans le scénario de base, à 6 183 Mm³ dans le scénario pessimiste et à 10 224 Mm³ dans le scénario optimiste. Ce dernier scénario inclut des exportations (à l'extérieur du Québec) conservatrices de gaz naturel liquéfié.
- À ces besoins pourraient s'ajouter ceux pour le secteur industriel des régions non desservie – principalement la Côte-Nord – qu'on a estimé à 855 Mm³ pour 2030. Ce vecteur de croissance est surtout l'œuvre de l'industrie du fer puisque plus de 80% des besoins lui sont imputables.

Une offre québécoise incertaine

- Le rapport offre aussi une revue des connaissances quant à la possibilité de voir le Québec avoir sa propre production de gaz naturel.
- Les gaz de shale offre un potentiel très élevé même si les différentes évaluations arrivent à des quantités assez variées. Il demeure toutefois que ce potentiel d'exploitation est située dans une zone fortement peuplée et que l'acceptabilité sociale est encore à atteindre. Dans l'état actuel de développement des technologies, il serait surprenant que l'exploitation de cette source énergétique se mette en branle à court terme.
- Autrement, l'offre de gaz naturel au Québec proviendra de deux sources: les municipalités et les sites d'enfouissement en opération. On estime le potentiel à environ 109 Mm³. Ce potentiel est en partie limité par la difficulté à rentabiliser les opérations, notamment au sein des municipalités.

Une contrainte d'approvisionnement comme menace

- Les scénarios développés dans ce rapport sont basés sur une hypothèse importante reliée aux prix relatifs du gaz naturel avec ses substituts (mazout, diesel et électricité). Cette hypothèse confère un avantage en termes de prix au gaz naturel, un avantage qui demeure du même ordre tout au long de la période de 15 ans.
- Or, une contrainte d'approvisionnement importante qui pourrait avoir un effet tangible sur le prix du gaz naturel sur le territoire québécois, et donc, un impact réel pour les distributeurs québécois qui pourrait être de trois natures :
 - Les secteurs industriel et commercial du Québec, confrontés à une hausse du prix causée par cette nouvelle rareté d'approvisionnement, feraient face à une perte de compétitivité. En effet, comme cette hausse des coûts énergétiques serait spécifique au Québec, les installations existantes du Québec verrait leur position concurrentielle relative se détériorer.
 - Une hausse du prix du gaz naturel aurait aussi pour conséquence de diminuer l'écart avantageux du prix relatif du gaz naturel par rapport à d'autres sources énergétiques, réduisant par le fait même les

- 1 gains potentiels de conversion et ralentissant la conversion de clients, notamment pour le secteur
2 industriel. Devant un écart plus faible, certains projets de conversion verraient leur retour sur
3 investissement trop faible pour justifier les investissements requis par de telles substitutions
4 énergétiques.
- 5 • La hausse du prix ou encore l'absence de volume suffisant issu des contraintes d'approvisionnement
6 pourrait aussi réduire la capacité du Québec à attirer des entreprises et de nouveaux investissements
7 où le gaz naturel est un intrant important. Le manque de capacité pourrait également faire en sorte
8 que les promoteurs de nouveaux projets aient à supporter davantage le fardeau des coûts d'ajout de
9 capacité, ce qui se traduirait par des engagements financiers importants et des obligations de réserver
10 leur capacité à l'avance. Une telle situation ajouterait une composante significative aux coûts de
11 capital alors que les projets majeurs d'aujourd'hui essaient justement de limiter au maximum ces
12 coûts.

ANNEXES

ANNEXE 1 – ANALYSE DES PRIX RELATIFS

TABLEAU 7 : VENTILATION DES AJOUTS AUX TARIFS DE GAZ NATUREL PAR SECTEUR
2015-2030; \$/GJ; %; dollars de 2012; basé sur des clients types prédéfinis

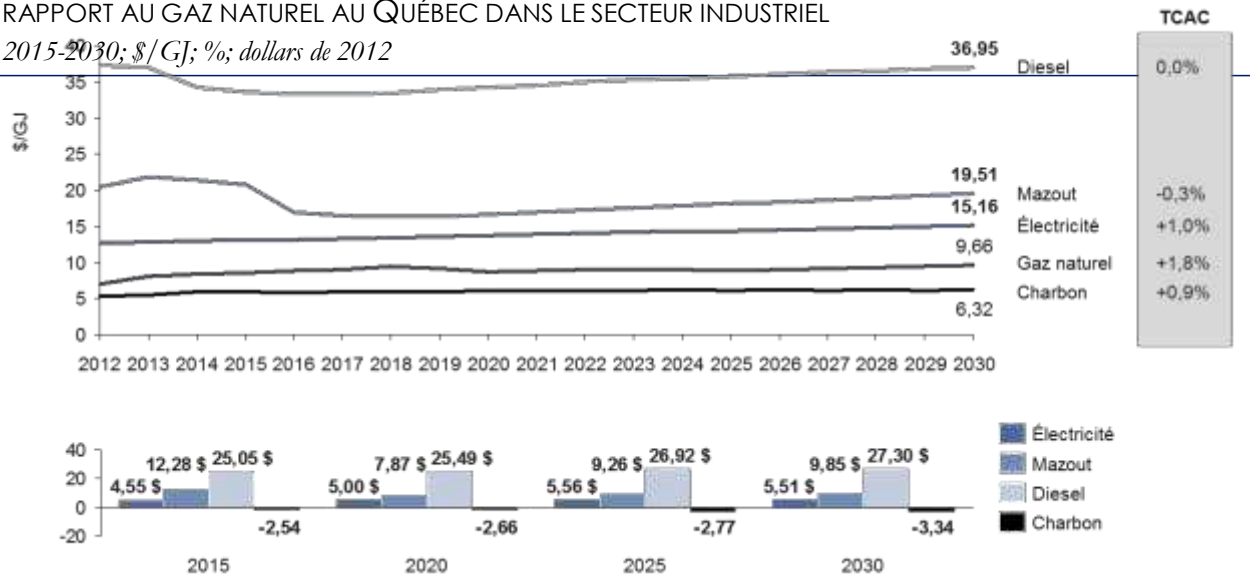
NATURAL GAS	RÉSIDENTIEL (D1)	COMMERCIAL (D1)	INDUSTRIEL (D4)
COMPRESSION	0,23 \$	0,18 \$	0,17 \$
TRANSPORT	1,46 \$	1,49 \$	1,51 \$
ÉQUILIBRAGE	1,38 \$	1,42 \$	0,16 \$
INVENTAIRE	0,08 \$	0,08 \$	0,01 \$
TAXES – (SPEDE DE 2015)	0,70 \$	0,70 \$	0,70 \$
DISTRIBUTION	10,65 \$	5,13 \$	1,61 \$

Sources : Gaz Métro, analyse KPMG-SECOR

1 **Secteur industriel**

2 **FIGURE 38 : PRIX ET ÉCART DE PRIX DU MAZOUT, DU DIESEL, DU CHARBON ET DE L'ÉLECTRICITÉ PAR**
 3 **RAPPORT AU GAZ NATUREL AU QUÉBEC DANS LE SECTEUR INDUSTRIEL**

4 2015-2030; \$/GJ; %; dollars de 2012



6

7

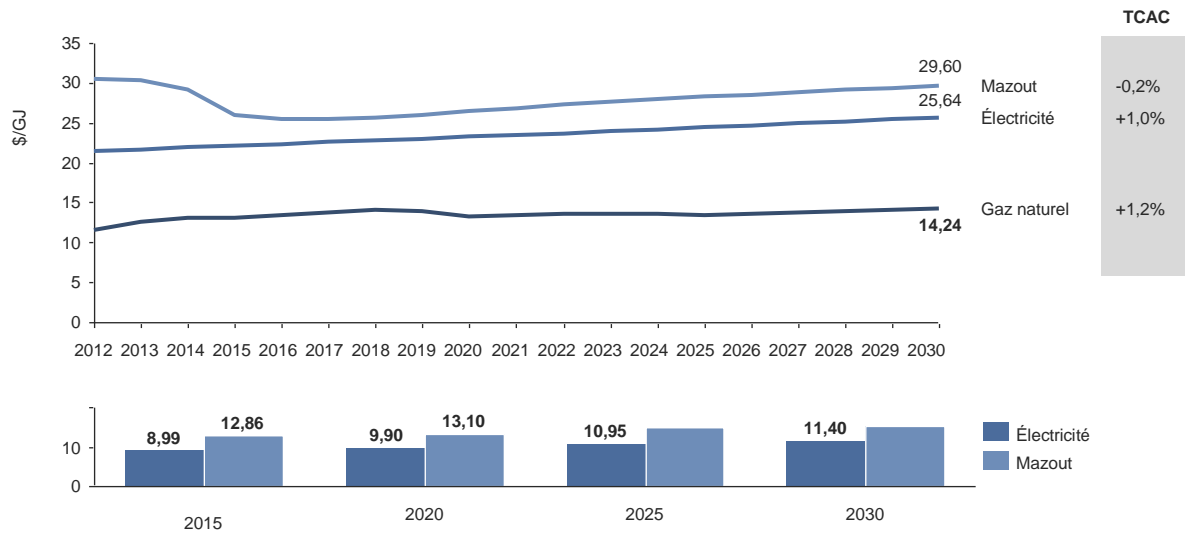
8 Sources : Energy Information Administration (EIA), Federal Reserve Bank of Saint-Louis, Institut de la statistique du Québec, ministère des Ressources
 9 naturelles du Québec, Analyse KPMG-SECOR

10

1 **Secteur commercial**

2 **FIGURE 39 : PRIX ET ÉCART DE PRIX DU MAZOUT ET DE L'ÉLECTRICITÉ PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL**
 3 **AU QUÉBEC DANS LE SECTEUR COMMERCIAL**

4 2015-2030; \$/GJ; %; dollars de 2012

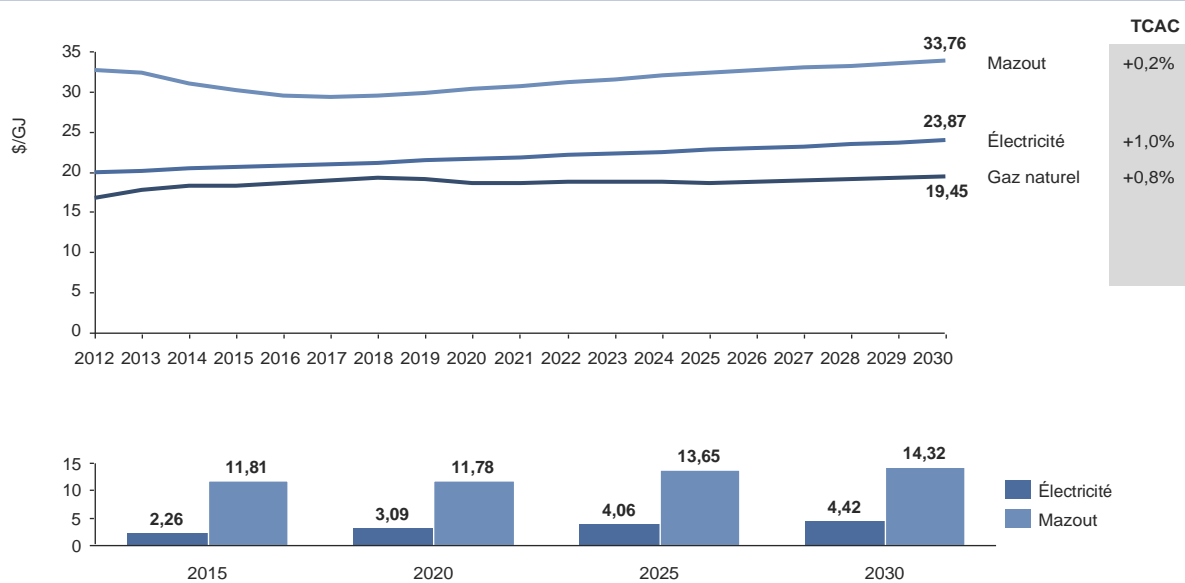


5 Sources : Energy Information Administration (EIA), Federal Reserve Bank of Saint-Louis, Institut de la statistique du Québec, ministère des Ressources
 6 naturelles du Québec, Analyse KPMG-SECOR
 7

8 **Secteur résidentiel**

9 **FIGURE 40 : PRIX ET ÉCART DE PRIX DU MAZOUT ET DE L'ÉLECTRICITÉ PAR RAPPORT AU GAZ NATUREL**
 10 **AU QUÉBEC DANS LE SECTEUR RÉSIDENTIEL**

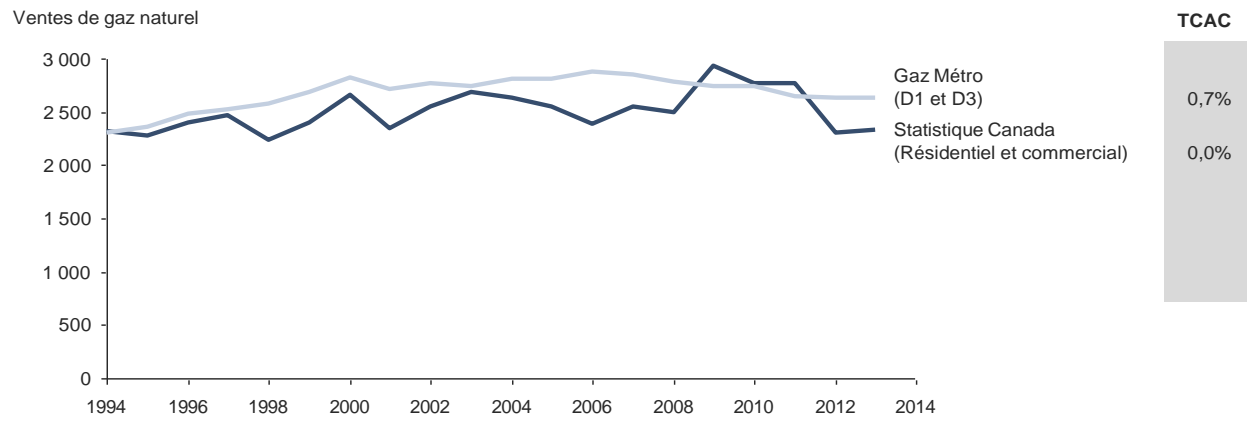
11 2015-2030; \$/GJ; %; dollars de 2012



12 Sources : Energy Information Administration (EIA), Federal Reserve Bank of Saint-Louis, Institut de la statistique du Québec, ministère des Ressources
 13 naturelles du Québec, analyse KPMG-SECOR
 14

ANNEXE 2 – SECTEURS RÉSIDENTIEL ET COMMERCIAL

FIGURE 41 : COMPARAISON DES DONNÉES DE VENTES DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC SELON DEUX SOURCES
1994-2013; %; Mm³



Sources : Statistique Canada, Gaz Métro, Analyse KPMG-SECOR

ANNEXE 3 – SECTEUR INDUSTRIEL

TABLEAU 8 : LISTE DE PROJETS POTENTIELS POUR LES RÉGIONS DESSERVIES, PROBABILITÉS DE RÉALISATION ET VOLUMES CONSIDÉRÉS
2014-2030; km³

LISTE DE CLIENTS/PROJETS																			
		Arianne Phosphate (transf)			Fonderie Home			Nemaska (transf)			Projet Eureka			Scierie de St-Prime			Terres rares Quest (transf)		
		Calcaires du Royaume			IFFCO			Orbite			Projet Thurso			Scierie St-Félicien			Vanerco		
		Centrale Thermique de Bécancour			IMC			PF Resolu (Pâte)			Québec Lithium			Serres Foundra					
		Cogénération Valleyfield			Kildair			Projet Apollo			Scierie de Roberval			Tembec					
CLIENTS	PROBABILITÉ	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
A	100%		1 416	3 115	4 248	6 231	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	8 500	
B	100%	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	283	
C	4%							69 980	69 980	69 980	69 980	69 980	69 980	69 980	69 980	69 980	69 980	69 980	
D	40%					114 698	114 698	114 698	114 698	229 397	229 397	229 397	229 397	229 397	229 397	229 397	229 397	229 397	
E	30%		67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	67 969	
F	10%		5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	
G	70%					773 152	773 152	773 152	1 546 304	1 546 304	1 546 304	1 546 304	1 546 304	1 546 304	1 546 304	1 546 304	1 546 304	1 546 304	
H	20%					2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	
I	100%	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	
J	100%		28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	
K	5%							198 244	198 244	198 244	198 244	198 244	198 244	198 244	198 244	198 244	198 244	198 244	
L	10%			8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	8 496	
M	8%			33 016	33 016	33 016	124 576	124 576	124 576	124 576	124 576	124 576	124 576	124 576	124 576	124 576	124 576	124 576	
N	5%							2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	
O	30%						101 954	101 954	101 954	101 954	101 954	101 954	101 954	101 954	101 954	101 954	101 954	101 954	
P	60%			27 725	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	57 281	
Q	25%						594 732	594 732	594 732	1 189 465	1 189 465	1 189 465	1 189 465	1 189 465	1 189 465	1 189 465	1 189 465	1 189 465	
R	100%	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	36 534	
S	100%	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	5 664	
T	45%		2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	
U	45%			2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	2 832	
V	100%	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	28 321	
W	100%	25 489	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	33 418	
X	50%			1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	1 133	
Y	50%					12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	
Z	80%													150 000	150 000	150 000	150 000	150 000	

Seuils d'inclusion

Scénario optimiste : 30%

Scénario de base : 50%

Scénario pessimiste : 85%

Sources : Gaz Métro, Entrevues, Revue de presse, Analyse KPMG-SECOR

1 **TABEAU 9 : LISTE DE PROJETS POTENTIELS POUR LES RÉGIONS NON DESSERVIES, PROBABILITÉS DE RÉALISATION ET VOLUMES CONSIDÉRÉS**
 2 *2014-2030; km³*

LISTE DE CLIENTS/PROJETS																		
Adriana Resources - Wisco Lac Otelnuk - Mine										New millenium Iron - Tata Steel KéMag - LabMag (Taconite project) Pellet Plant								
Adriana Resources - Wisco Lac Otelnuk - Pellet Plant										New millenium Iron - Tata Steel KéMag - Mine								
ArcelorMittal Mont-Wright Expansion										New millenium Iron - Tata Steel LabMag - Bouletage								
ArcelorMittal Mont-Wright Expansion Pellet Plant										New millenium Iron - Tata Steel LabMag - Mine								
Black Rock Metals										New millenium Iron - Tata Steel Taconite								
Ciment McInnis										Oceanic Iron Ore Hopes Advance Bay								
Cliffs Natural Resources Lac Bloom Expansion										Orbit Aluminae, Grande-Vallee								
Fortress, Quevillon										Tata Steel - New millenium Iron DSO Expansion								
Mine Arnaud, Sept-Iles										Train (3e rail du CN)								
New millenium Iron - Tata Steel KéMag - Bouletage										Train ArcelorMittal - Expansion du concentré et bouletage								
New millenium Iron - Tata Steel KéMag - LabMag (Taconite project)										Train QNSL - S'il y a expansion de projets								
PROJET	PROBABILITÉ	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A						10 368	10 368	10 368	10 368	10 368	10 368	10 368	10 368	10 368	10 368	10 368	10 368	10 368
B																		
C						59 311	59 311	59 311	59 311	59 311	59 311	59 311	59 311	59 311	59 311	59 311	59 311	59 311
D																40 292	40 292	40 292
E								33 033	33 033	33 033	33 033	33 033	33 033	33 033	33 033	33 033	33 033	33 033
F								142 042	142 042	142 042	142 042	142 042	142 042	142 042	142 042	142 042	142 042	142 042
G																		
H																		
I	80% ¹⁴⁶																	
J																		
K																		
L								56 581	56 581	56 581	56 581	56 581	56 581	56 581	56 581	56 581	56 581	56 581
M						8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700	8 700
N						12 067	12 067	12 067	12 067	12 067	12 067	12 067	12 067	12 067	12 067	12 067	12 067	12 067
O						5 909	24 091	24 091	24 091	24 091	24 091	24 091	24 091	24 091	24 091	24 091	24 091	24 091
P						54 545	72 727	72 727	72 727	72 727	72 727	72 727	72 727	72 727	72 727	72 727	72 727	72 727
Q								20 078	20 078	20 078	20 078	20 078	20 078	20 078	20 078	20 078	20 078	20 078
R								175 686	175 686	175 686	175 686	175 686	175 686	175 686	175 686	175 686	175 686	175 686
S	30%																	
T	15%																	
U	5%					263 920	395 883	527 844	659 800	659 800	659 800	659 800	659 800	659 800	659 800	659 800	659 800	659 800
V	80%																	

4 **Seuils d'inclusion**

5 Scénario optimiste : 30%

6 Scénario de base : 50%

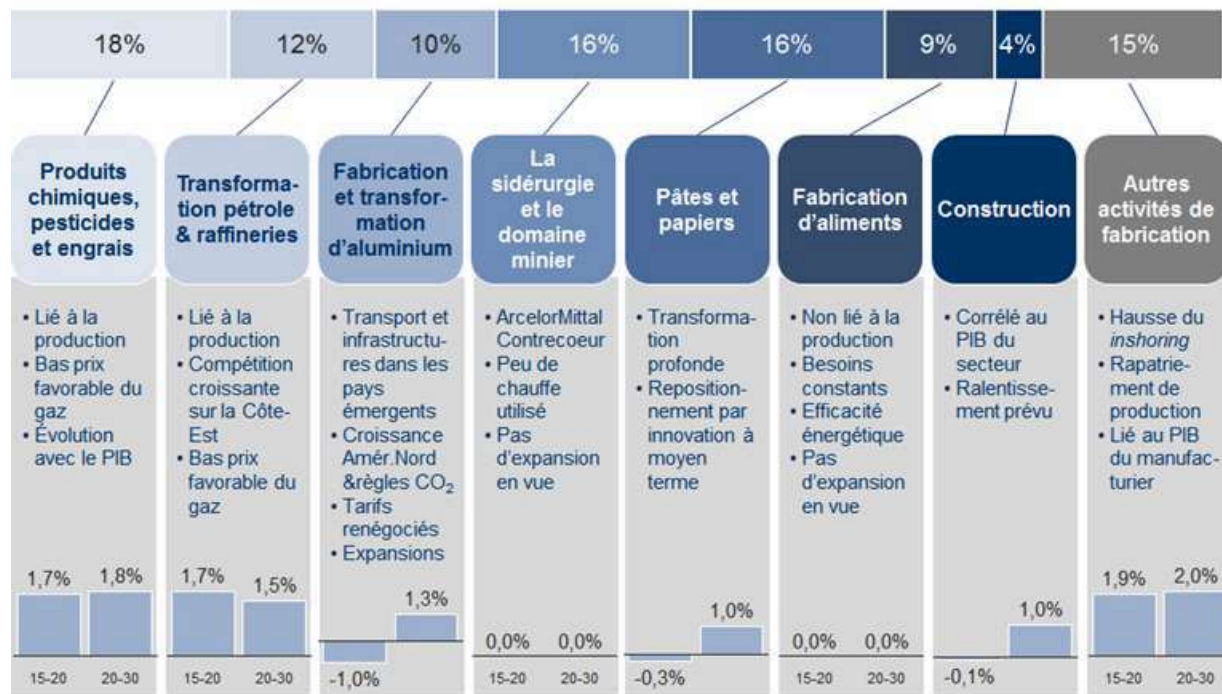
7 Scénario pessimiste : 85%

8 Sources : Gaz Métro, Entrevues, Revue de presse, Analyse KPMG-SECOR

¹⁴⁶ Projets de l'industrie du fer : l'hypothèse avancée ici tient compte d'une production supplémentaire équivalente de 25 millions de tonnes provenant de l'ensemble de ces projets, le tiers étant destiné à la production de boulettes de fer. La consommation totale supplémentaire considérée pour ces projets est de l'ordre de 70 Mm³ de gaz naturel.

1 FIGURE 42 : RÉCAPITULATIF DES HYPOTHÈSES DE CROISSANCE INTERNE

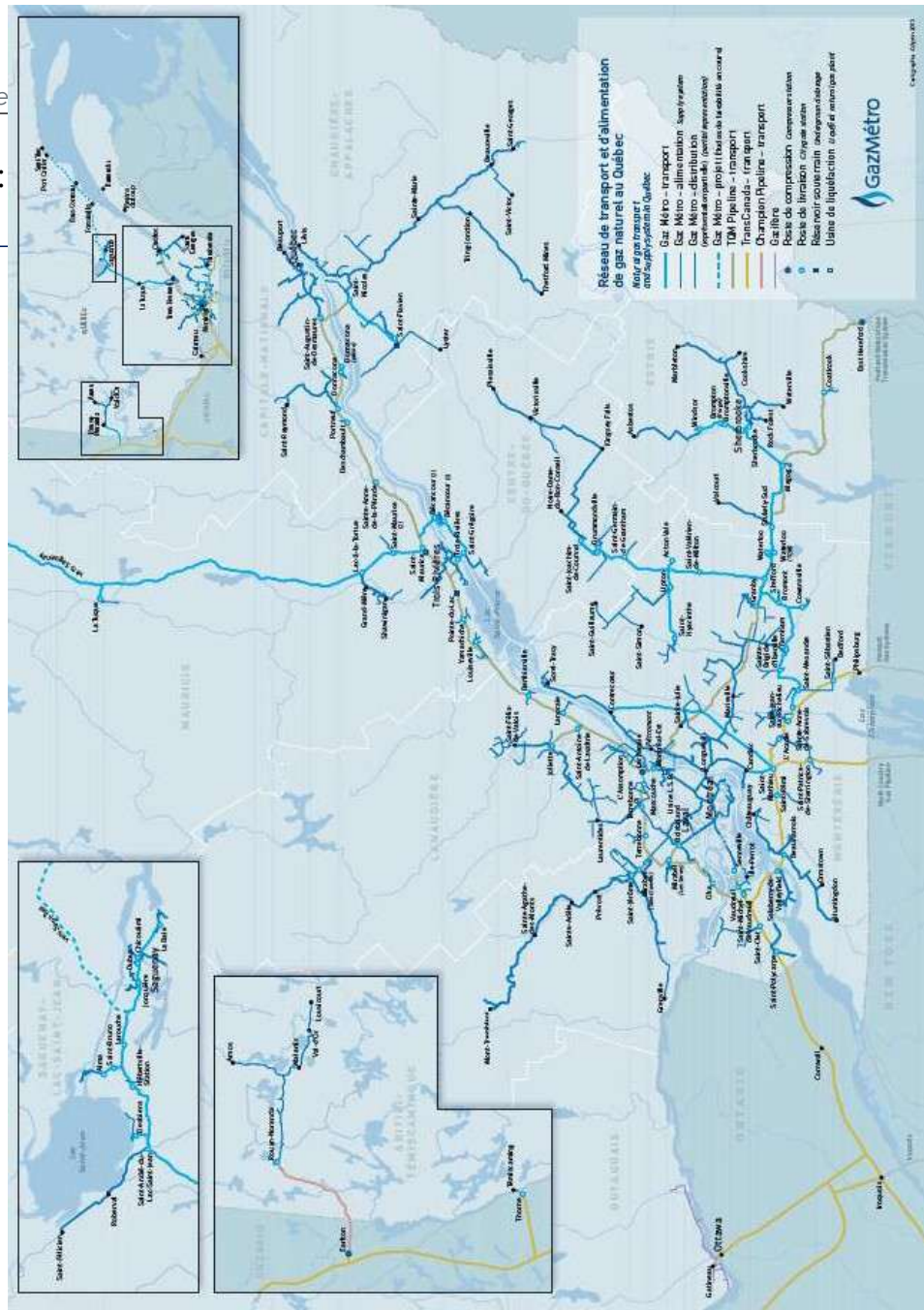
2 Répartition de la consommation du secteur industriel



3
4 Sources : KPMG-SECOR

5

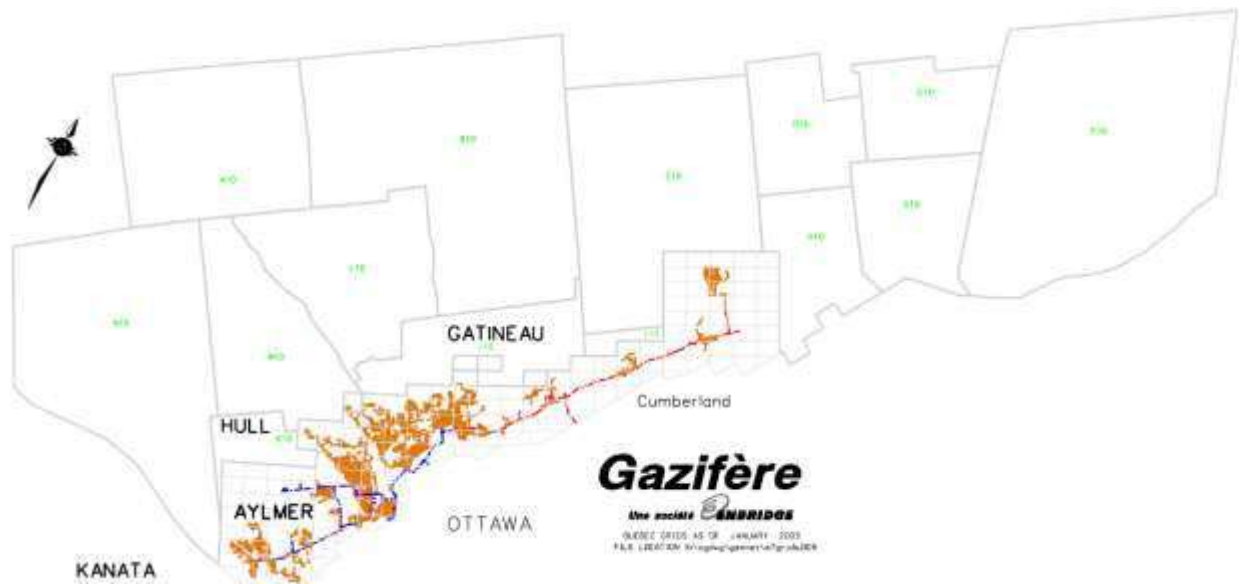
1 FIGURE 43 :
2 2012



3

4 Sources : Gaz Métro
5

1
2

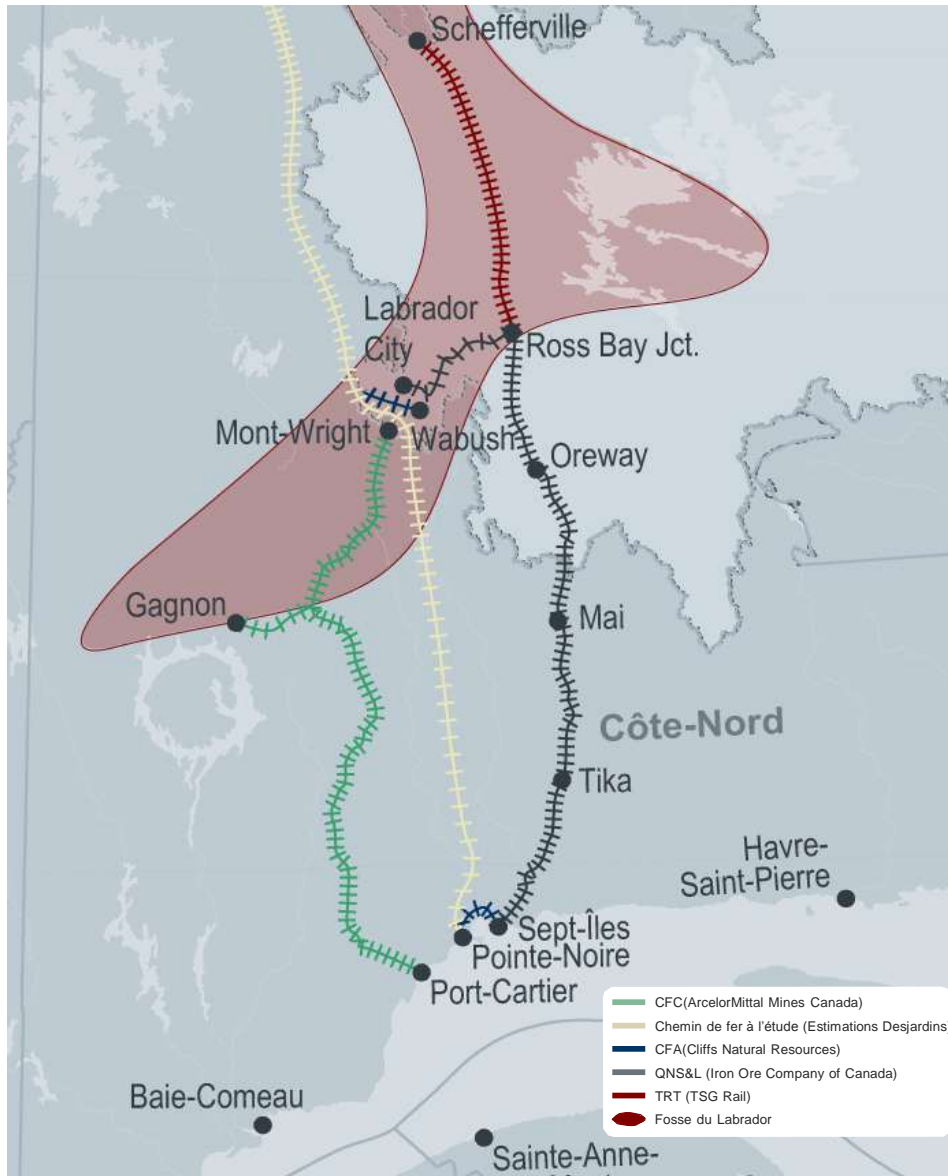


3

4 *Sources : Gazifère*

5

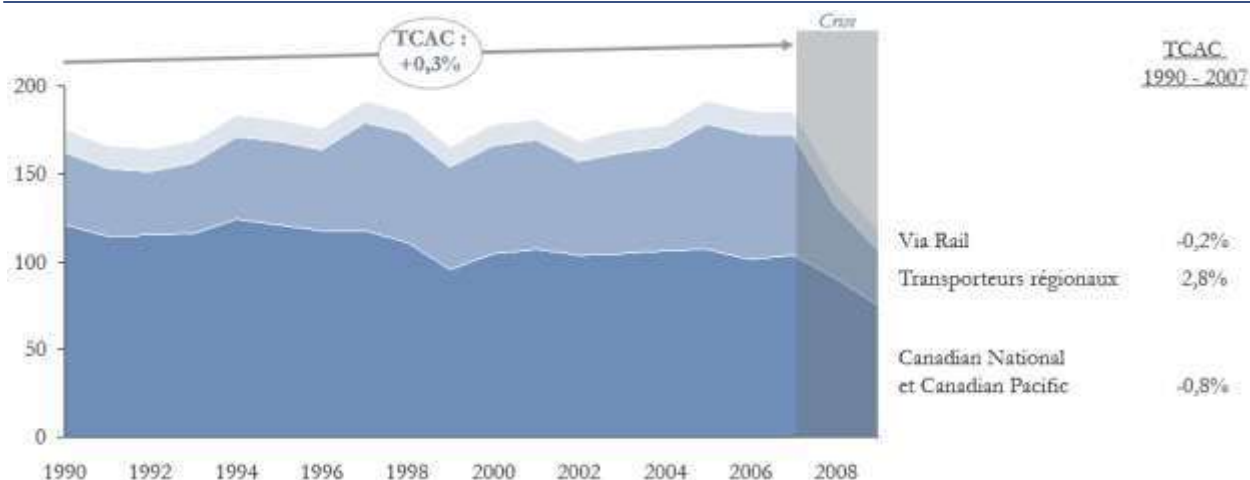
1 FIGURE 455 : GRAPHIQUE : CHEMINS DE FERS ACTUELS ET EN PROJET SITUÉS DANS LA RÉGION DE LA
2 CÔTE-NORD
3 2012



4
5 Sources : Desjardins, Analyse KPMG-SECOR

ANNEXE 4 – SECTEUR DES TRANSPORTS

FIGURE 466 : CONSOMMATION DE CARBURANT DIESEL PAR TRANSPORTEUR AU QUÉBEC
m³ (10³ litres), 1990-2009



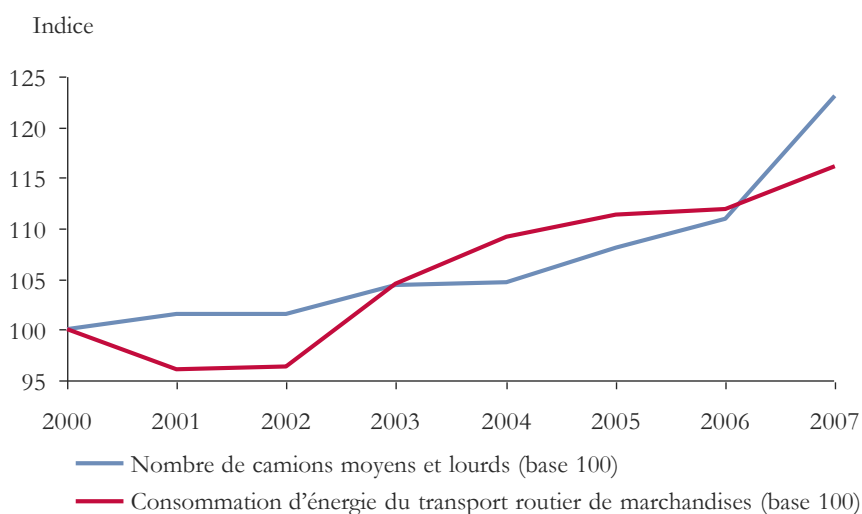
Sources : Statistique Canada – Tableau 404-0013, Analyse KPMG-SECOR

TABLEAU 10 : INDICATEURS CLÉS LIÉS AU CAMIONNAGE AU QUÉBEC
2006-2007

INDICATEUR	2006-2007	VARIATION ENTRE 1999 ET 2006-07
Nombre de déplacements par semaine	291 200	+21,4 %
Tonnage total transporté	2,8M	+21,4 %
Tonnage moyen transporté	9,6	Stable
Kilométrage parcouru	102,6M	+7,6 %
Kilométrage moyen parcouru	352	-11,4 %

Sources : Ministère des Transports du Québec, analyse KPMG-SECOR

1 FIGURE 477 : COMPARAISON DE L'ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CAMIONS ET DE LA CONSOMMATION
 2 D'ÉNERGIE DU TRANSPORT ROUTIER DE MARCHANDISES AU CANADA
 3 2000-2007, base 100



4 Sources : L'Office de l'efficacité énergétique, « Enquête 2007 sur les véhicules au Canada », « Tableau du Guide de données sur la consommation d'énergie »,
 5 analyse KPMG-SECOR

7 TABLEAU 11 : TAUX DE PÉNÉTRATION DU GNL UTILISÉS SELON LES SCÉNARIOS
 8 2015-2030, %

	Transport ferroviaire			Transport routier		
	Pessimiste	De base	Optimiste	Pessimiste	De base	Optimiste
2015	0%	0%	0%	0,2%	0,3%	0,3%
2016	0%	0%	0%	0,2%	0,3%	0,4%
2017	0%	0%	0%	0,2%	0,4%	0,5%
2018	0%	0%	0%	0,2%	0,4%	0,6%
2019	1%	1%	1%	0,2%	0,4%	0,7%
2020	1%	1%	5%	0,2%	0,4%	0,8%
2021	2%	2%	6%	0,2%	0,5%	1,0%
2022	2%	3%	8%	0,2%	0,5%	1,1%
2023	3%	4%	10%	0,2%	0,6%	1,2%
2024	4%	5%	13%	0,2%	0,6%	1,3%
2025	5%	7%	17%	0,2%	0,7%	1,4%
2026	5%	9%	22%	0,2%	0,9%	1,5%
2027	6%	12%	28%	0,2%	1,1%	1,6%
2028	7%	14%	36%	0,2%	1,3%	1,7%
2029	8%	16%	44%	0,2%	1,6%	1,8%
2030	8%	18%	54%	0,2%	1,9%	1,9%

9 Sources : Adapté de l'ELA (2014); analyse KPMG-SECOR

ANNEXE 5 – OFFRE DU QUÉBEC

ENCADRÉ : DÉFINITION DES MOTS CLÉS DE L'ANALYSE DE L'OFFRE 2014

- Gaz de shale : en conformité avec les préférences de la communauté scientifique du Canada, on utilisera la formulation gaz de shale plutôt que de gaz de schiste
- Shale d'Utica : formation géologique qui renferme le gaz de shale au Québec
- 1 Section = 1 mille carré = 640 acres = 259 ha = 2,59 km²
- BCF : ou billion cubic feet, est l'unité anglaise équivalente à 1 milliard de pieds cubes, soit 109 pieds cubes. Pour l'analyse de l'offre, les données ont été converties en m³ pour assurer une cohérence avec l'analyse de la demande. 1 BCF = 1 milliard de pieds cubes = 28,32784 millions de m³
- 1 TCF = 1000 BCF et 1 BCF = 1000 MMCF (million cubic feet) = 106 MCF (thousand cubic feet)
- GIP : le terme gaz en place (Gaz In Place ou GIP) indique le volume total de gaz présent dans la roche. Dans les roches peu perméables, comme les shales, seule une faible partie de ces hydrocarbures est récupérable avec la technologie actuelle.
- TRR : La proportion de la ressource qui est récupérable est désignée comme Technically Recoverable Resource (TRR). Elle varie beaucoup et est généralement élevée dans les réservoirs gaziers conventionnels.
- L'Estimated Ultimate Recovery (EUR) désigne l'espérance des volumes de gaz produit par un puits pour toute sa durée de production. Lorsqu'il y a un historique de production dans le bassin, l'EUR est basé sur l'extrapolation des courbes de production. Dans le cas du Groupe d'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, on ne peut l'estimer qu'à partir d'analogues, aucun historique de production n'étant disponible.

Sources : BAPE, 2011, « Rapport 273 : Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec »; Duchaine et coll., 2012, « Potentiel en gaz naturel dans le Shale d'Utica, Québec »; Analyse KPMG-SECOR

1 TABLEAU 12 : SYNTHÈSE DES ÉTUDES SUR LE POTENTIEL EN GAZ DE SHALE DU SHALE D'UTICA
 2 2007 à 2010

AUTEUR	ANNÉE	GAZ TECHNIQUEMENT RÉCUPÉRABLE EN MILLIONS DE M ³ /SECTION (ENTRE PARENTHÈSES : FACTEUR DE RÉCUPÉRATION)	PROSPECTIF %	REMARQUES
EnCana	2007	De 51 à 371	?	Concerne majoritairement le Lorraine, qui est différent du shale d'Utica
Forest Oil	2008	De 235 (15 %) à 402 (25 %)	70	Permis dans les Corridors 1 et 2
Equity Research	2008	374 (15 %)	80	Seul le Corridor 2 est considéré
Talisman	2008	De 227 à 453 (2,5 à 5 %)	?	Basé sur analogues
Questerre	2009	136 (5 %), 445 (10 %), 1388 (23 %)	76	Majoritairement dans le corridor 2
Junex	2010	34 (4 %), 105 (10 %), 312 (25 %)	59	Permis répartis dans tous les corridors
Mackie Research Corridor 2	2010	Entre 283 et 708, 453 en moyenne	62	Taux de réussite de 25 % à 75 %
Mackie Research Corridor 1	2010	Entre 71 et 142, 96 en moyenne	24	Taux de réussite de 10 % à 30 %

3 Note : conversion de BCF à millions de mètres cubes. 1 BCF = 28,32784 millions de m³

4 Source : adapté de Duchaine et coll., 2012, « Potentiel en gaz naturel dans le Shale d'Utica, Québec »; Analyse KPMG-SECOR

1 **TABLEAU 13 : GAZ DE SHALE TECHNIQUEMENT RÉCUPÉRABLE DANS LES BASSES-TERRES DU SAINT-**
 2 **LAURENT**
 3 *En millions de m³*

CORRIDOR	GAZ TECHNIQUEMENT RÉCUPÉRABLE		GAZ TECHNIQUEMENT RÉCUPÉRABLE PAR SECTION		GAZ EN PLACE	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
1	127 475	252 118	6	227	-	-
2	396 590	779 016	28	552	-	-
3	110 479	311 606	28	425	-	-
TOTAL UTICA	634 544	1 342 740	6	552	2 832 784	8 498 352

4 *Note : conversion de BCF à millions de mètres cubes. 1 BCF = 28,32784 millions de m³*
 5 *Source : adapté de Duchaine et coll., 2012, « Potentiel en gaz naturel dans le Shale d'Utica, Québec »*

6

1 TABLEAU 14 : TABLEAU DESCRIPTIF DES AVANTAGES ET DES COÛTS UTILISÉS DANS L'AAC
2 2013

OBJET	SOURCE UTILISÉE
VARIABLES	
Prix	Prévisions de l'EIA 2013
Coûts fixes et coûts variables	Comité de l'évaluation environnementale stratégique
AVANTAGES	
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)
COÛTS	
Gaz à effet de serre	Coût social du carbone (US EPA 2013) soit 46 \$ par tonne de CO ₂
Qualité de l'air	Qualité de l'air (Litovitz et coll., 2013)
Environnement	Diminution d'aménités environnementales, biens et services écosystémiques liés à la destruction de certains milieux naturels (Ouranos, 2013)
AUTRES COÛTS NON MONÉTISABLES	
Nuisances pour les résidents (odeur, bruit, poussière, vibration, perte d'accès, trafic, etc.), impacts sur la santé, impacts sur les infrastructures collectives, risque de sismicité, qualité du paysage	

3 *Source : GÉNIVAR et coll. 2013 adapté par KPMG-SECOR*

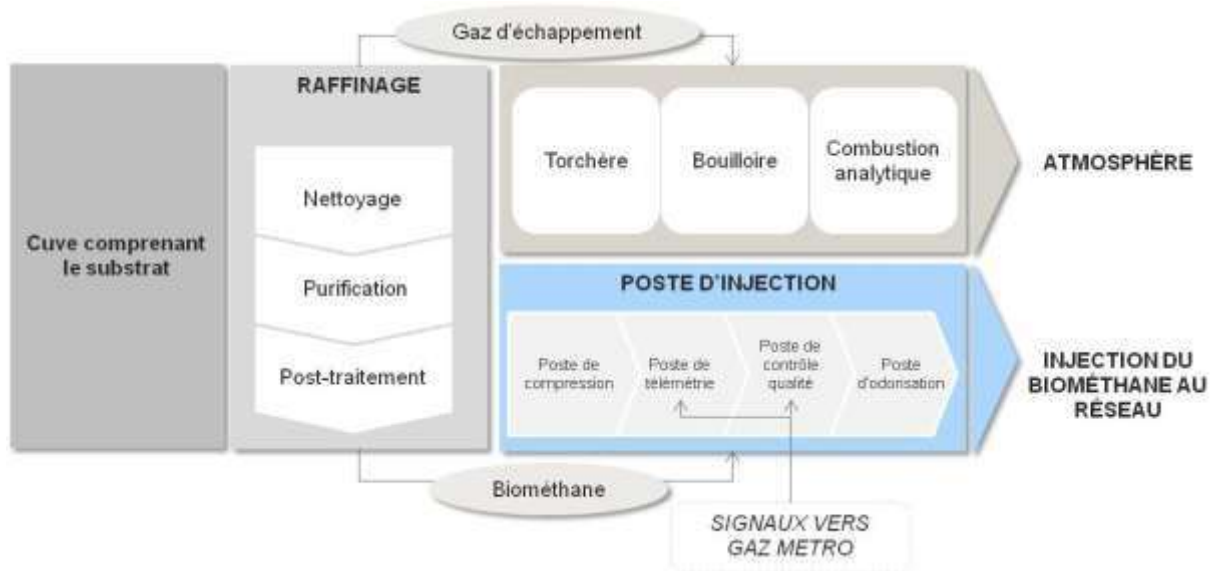
4

1 TABLEAU 15 : LES TROIS PRINCIPALES SOURCES DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE
 2 2010

	MÉTHANISEURS AGRICOLES	MÉTHANISEURS MUNICIPAUX	SITES D'ENFOUISSEMENT
PROVENANCE	Digestion anaérobie de substrats tels que les résidus de culture et le fumier et dont la composition est bien connue La digestion de ces substrats est stable	Fraction organique de nos résidus municipaux et des boues de station d'épuration.	Substrats similaires au gaz naturel renouvelable municipal
TECHNOLOGIE	Méthaniseur : plusieurs types de méthaniseurs existent (humides, solides), pas de substance supplémentaire apportée autre que les résidus Efficacité de traitement : variable selon le type, entre 40 % et 95 %		Site d'enfouissement, non étanche à l'air Efficacité de traitement : 65 % à 85 %
CONTRAINTES	Peut comprendre quelques impuretés bien connues et faciles à éliminer	Contiennent généralement des produits chimiques qui peuvent se volatiliser dans le gaz naturel renouvelable Le bio gaz doit donc être bien re-traité avant injection dans le réseau	Substances supplémentaires peuvent s'y retrouver par l'infiltration d'air dans le réseau de captage des gaz

3 Source : *Electrigaz*, 2010 « Injection de bio méthane dans le réseau de gaz naturel », Analyse KPMG-SECOR
 4

1 TABLEAU 16 : SCHÉMA SIMPLIFIÉ DU PROCESSUS DE PRODUCTION DU GAZ NATUREL RENOUVELABLE
2 2010



3
4 *Source : Adapté de Electrigaz, 2010 « Injection de bio méthane dans le réseau de gaz naturel »*

ANNEXE 6 – HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

TABLEAU 17 : INDICATEURS ÉCONOMIQUES
2012-2030

	PIB RÉEL (M\$)	MISES EN CHANTIER (x1000)	TAUX DE CHANGE USD/CAD	PIB CONSTRUCTION (M\$)	PIB INDUSTRIEL (M\$)
2012	326 721	47 367	n. a.	20 390	71 578
2013	329 441	37 758	1,03	19 832	69 972
2014	336 076	35 994	1,09	20 210	71 601
2015	343 321	36 321	1,12	20 031	73 216
2016	350 173	36 539	1,11	19 863	74 955
2017	356 696	36 315	1,13	20 039	76 839
2018	362 232	35 485	1,11	19 949	78 522
2019	369 421	33 914	1,11	20 149	80 337
2020	375 947	33 123	1,11	20 220	82 198
2021	381 731	31 626	1,11	20 323	83 785
2022	387 970	30 182	1,11	20 468	85 191
2023	393 747	28 702	1,11	20 610	86 666
2024	400 379	28 641	1,11	20 916	88 258
2025	406 546	28 425	1,11	21 039	89 601
2026	413 017	28 042	1,11	21 243	91 034
2027	419 173	27 220	1,11	21 480	92 502
2028	425 688	26 600	1,11	21 751	94 085
2029	433 020	26 373	1,11	22 091	93 285
2030	440 745	25 821	1,11	22 355	98 620

Sources : Conference Board du Canada, Statistique Canada, Analyse KPMG-SECOR

TABLEAU 18 : TAUX DE CONVERSION

Mazout léger (type 2)	Litre	Gallon	BTU	MMBTU
Litre	1	3,78541	36 775	0,03678
Gallon		1	139 210	0,13921
BTU			1	0,00000
MMBTU				1

Mazout lourd (type 6)	Litre	Gallon	BTU	MMBTU
Litre	1	3,78541	40 282	0,04028
Gallon		1	152 485	0,15249
			1	0,00000
MMBTU				1

Diesel	Litre	Gallon	BTU	MMBTU
Litre	1	3,78541	36 301	0,03630
Gallon		1	137 416	0,13742
BTU			1	0,00000
MMBTU				1

Natural Gas	kBTU	MMBTU	M3
kBtu	1	0,001	0,02751864
MMBtu	1000	1	27,5186439
cf	1,029	0,001029	0,02831668
ccf	102,9	0,1029	2,83166846
kcf	1029	1,029	28,3166846
Mcf	1 029 000	1029	28 316,6846
Therms	100	0,1	2,75186439
Mètres cubes	36,339	0,036339	1

Autres		
GNL	1 Mt (millions de tonnes métriques)	1380 m ³ de gaz naturel
Gaz naturel	1 m ³	1,032 Litres de diesel
Mazout lourd	1 m ³	0,9928 t (tonnes métriques)
	1 m ³	42,5 GJ

Sources : É.-U. E.P.A, Statistique Canada <http://www.statcan.gc.ca/pub/57-601-x/2010004/appendix-appendice1-eng.htm>,
<http://www.extension.iastate.edu/agdm/wholefarm/pdf/c6-89.pdf>, GoWithNaturalGas.ca, analyse KPMG-SECOR

BIBLIOGRAPHIE

- 1
2
- 3 AMMC. (s.d.). *ArcelorMittal*. Récupéré sur https://www.arcelormittal.com/minescanada/a_propos/profil.aspx
- 4 Anderton, J. (2014, Juillet 1). *Political Uncertainty, Economic Stability?* Récupéré sur Canadian Metal Working:
5 <http://www.canadianmetalworking.com/features/political-uncertainty-economic-stability-103586.html>
- 6 ArcelorMittal. (2013, Septembre 17). *Mémoire présenté par AcelorMittal Montréal Inc. sur les enjeux énergétiques du Québec*.
7 Récupéré sur Commission sur les enjeux énergétiques du Québec:
8 http://www.consultationenergie.gouv.qc.ca/memoires/20130917_088_ArcelorMittal_M.pdf
- 9 BAPE. (2011). *Rapport 273 : Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*.
- 10 Baril, H. (2014, mars 26). Bourse du carbone : Gaz Métro craint l'impact pour sa clientèle. *La Presse*. Récupéré sur
11 [http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201403/26/01-4751455-bourse-du-carbone-gaz-](http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201403/26/01-4751455-bourse-du-carbone-gaz-metro-craint-limpact-pour-sa-clientele.php)
12 [metro-craint-limpact-pour-sa-clientele.php](http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201403/26/01-4751455-bourse-du-carbone-gaz-metro-craint-limpact-pour-sa-clientele.php)
- 13 Baril, H. (2014, Juillet 24). *Rio Tinto Alcan veut augmenter sa production à Alma*. Récupéré sur La Presse:
14 [http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201407/24/01-4786317-rio-tinto-alcan-veut-](http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201407/24/01-4786317-rio-tinto-alcan-veut-augmenter-sa-production-a-alma.php)
15 [augmenter-sa-production-a-alma.php](http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201407/24/01-4786317-rio-tinto-alcan-veut-augmenter-sa-production-a-alma.php)
- 16 BCG perspectives. (s.d.). *U.S. Manufacturing Nears the Tipping Point*. Récupéré sur BCG perspectives:
17 [https://www.bcgperspectives.com/content/articles/manufacturing_supply_chain_management_us_manufactu-](https://www.bcgperspectives.com/content/articles/manufacturing_supply_chain_management_us_manufacturing_nears_the_tipping_point/?chapter=7#chapter7)
18 [ring_nears_the_tipping_point/?chapter=7#chapter7](https://www.bcgperspectives.com/content/articles/manufacturing_supply_chain_management_us_manufacturing_nears_the_tipping_point/?chapter=7#chapter7)
- 19 Boston Consulting Group. (s.d.). *Projecting the impact*. Récupéré sur Boston Consulting Group:
20 [https://www.bcgperspectives.com/content/articles/manufacturing_supply_chain_management_us_manufactu-](https://www.bcgperspectives.com/content/articles/manufacturing_supply_chain_management_us_manufactu-ring_nears_the_tipping_point/?chapter=7)
21 [ring_nears_the_tipping_point/?chapter=7](https://www.bcgperspectives.com/content/articles/manufacturing_supply_chain_management_us_manufactu-ring_nears_the_tipping_point/?chapter=7)
- 22 Boston Consulting Group. (s.d.). *The U.S. as One of the Developed World's Lowest-Cost Manufacturers*. Récupéré sur Boston
23 Consulting Group:
24 [https://www.bcgperspectives.com/content/articles/lean_manufacturing_sourcing_procurement_behind_amer-](https://www.bcgperspectives.com/content/articles/lean_manufacturing_sourcing_procurement_behind_american_export_surge/?chapter=2)
25 [ican_export_surge/?chapter=2](https://www.bcgperspectives.com/content/articles/lean_manufacturing_sourcing_procurement_behind_american_export_surge/?chapter=2)
- 26 Camirand, É., & Samray, J.-F. (2012, Octobre 22). *Potentiel et opportunités de la filière biogaz*. Récupéré sur AQPER:
27 <http://www.aqper.com/pdf/Potentiel-et-occasions-filiere-biogaz-octobre-2012.pdf>
- 28 CBC. (2014, Février 25). *Alcoa aluminum company reaches power deal with Quebec*. Récupéré sur CBC:
29 [http://www.cbc.ca/news/canada/montreal/alcoa-aluminum-company-reaches-power-deal-with-quebec- 30](http://www.cbc.ca/news/canada/montreal/alcoa-aluminum-company-reaches-power-deal-with-quebec-301.2550681)
30 [1.2550681](http://www.cbc.ca/news/canada/montreal/alcoa-aluminum-company-reaches-power-deal-with-quebec-301.2550681)
- 31 CÉES. (2014). *Rapport synthèse : évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*. Bibliothèque et Archives nationales
32 du Québec, 2014.
- 33 Chen, Z., Lavoie, D., & Malo, M. (2014). *Geological characteristics and petroleum resource assessment of Utica shale, Quebec, Canada*.
- 34 Chevron Phillips Chemicals. (2014). Récupéré sur Chevron Phillips Chemicals: [http://www.cpchem.com/en-](http://www.cpchem.com/en-us/news/Pages/Chevron-Phillips-Chemical-Celebrates-USGC-Petrochemicals-Project-Groundbreaking-at-its-Cedar-Bayou-Plant-in-Baytown,-Texas.aspx)
35 [us/news/Pages/Chevron-Phillips-Chemical](http://www.cpchem.com/en-us/news/Pages/Chevron-Phillips-Chemical-Celebrates-USGC-Petrochemicals-Project-Groundbreaking-at-its-Cedar-Bayou-Plant-in-Baytown,-Texas.aspx) Celebrates-USGC-Petrochemicals-Project-Groundbreaking-at-its-
36 [Cedar-Bayou-Plant-in-Baytown,-Texas.aspx](http://www.cpchem.com/en-us/news/Pages/Chevron-Phillips-Chemical-Celebrates-USGC-Petrochemicals-Project-Groundbreaking-at-its-Cedar-Bayou-Plant-in-Baytown,-Texas.aspx)
- 37 CNW Telbec. (2012, Octobre 3). *Valoriser l'énergie des matières résiduelles - EBI Énergie inaugure une centrale de cogénération, produit du gaz naturel renouvelable, alimente ses camions à l'énergie verte et loge dans un bâtiment LEED*. Récupéré sur
38 CNW Telbec: [http://www.newswire.ca/fr/story/1046845/valoriser-l-energie-des-matieres-residuelles-ebi-](http://www.newswire.ca/fr/story/1046845/valoriser-l-energie-des-matieres-residuelles-ebi-energie-inaugure-une-centrale-de-cogeneration-produit-du-gaz-naturel-renouvelable-alimente-ses-camion)
39 [energie-inaugure-une-centrale-de-cogeneration-produit-du-gaz-naturel-renouvelable-alimente-ses-camion](http://www.newswire.ca/fr/story/1046845/valoriser-l-energie-des-matieres-residuelles-ebi-energie-inaugure-une-centrale-de-cogeneration-produit-du-gaz-naturel-renouvelable-alimente-ses-camion)
40 [energie-inaugure-une-centrale-de-cogeneration-produit-du-gaz-naturel-renouvelable-alimente-ses-camion](http://www.newswire.ca/fr/story/1046845/valoriser-l-energie-des-matieres-residuelles-ebi-energie-inaugure-une-centrale-de-cogeneration-produit-du-gaz-naturel-renouvelable-alimente-ses-camion)
- 41 Conference Board du Canada. (2014). *Provincial Outlook 2014, Long-Term Economic Forecast*.
- 42 CSPC. (2014). *Analyse du potentiel de marché pour la distribution de GNL au secteur maritime du Saint-Laurent*.
- 43 Documents internes de Gaz Métro. (s.d.). *Historique nouvelles ventes*.
- 44 Douglas, J., Carsted, C., & Geal, P. (2011). *Resource assessment of the macasty formation in certain petroleum and natural gas holdings on Anticosti island for Petrolia inc. and Corridor resources inc*. Sproule.
- 45
- 46 Duchaine, Y., Tourigny, Y., Beaudoin, G., & Dupuis, C. (2012). *Potentiel en gaz naturel dans le Shale d'Utica*. Québec:
47 Université Laval.
- 48 Dumont, J. (2013). *Le marché du carbone du Québec (SPEDE) : Analyse et enjeux*.

- 1 EIA. (2014a). *Annual Energy Outlook 2014*.
- 2 EIA. (2014b). *International Energy Outlook 2013*.
- 3 Electrigaz. (2010). *Injection de biométhane dans le réseau de gaz naturel*.
- 4 Énergie Saguenay. (s.d.). Récupéré sur Énergie Saguenay: <http://www.energiesaguenay.com/>
- 5 (2014, 08 12). Entrevue avec David Tournier de IFFCO.
- 6 Fortin, M.-J., & Fournis, Y. (2013). *Facteurs pour une analyse intégrée de l'acceptabilité sociale selon une perspective de développement*
- 7 *territorial : l'industrie du gaz de schiste au Québec*.
- 8 Gas Processing News. (2013). *Gas processing in the mighty Marcellus and über Utica*. Récupéré sur Gas Processing News:
- 9 [http://www.gasprocessingnews.com/features/201310/gas-processing-in-the-mighty-marcellus-and-ueber-](http://www.gasprocessingnews.com/features/201310/gas-processing-in-the-mighty-marcellus-and-ueber-utica.aspx)
- 10 [utica.aspx](http://www.gasprocessingnews.com/features/201310/gas-processing-in-the-mighty-marcellus-and-ueber-utica.aspx)
- 11 Gaz Métro. (2013a). *Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, Gaz Métro - 7, Document 2, Rentabilité du plan de développement 2013-*
- 12 *2014*.
- 13 Gaz Métro. (2013b, 03 21). *Extension of natural gas pipelines to the Côte-Nord: Gaz Métro postpones its project*. Récupéré sur Gaz
- 14 Métro:
- 15 http://www.corporatif.gazmetro.com/corporatif/communiqu/e/en/html/3534732_en.aspx?culture=en-ca
- 16 Gaz Métro. (2013c). *Plan d'approvisionnement gazier horizon 2015-2018*.
- 17 Gaz Métro. (2013d). *Pour un développement économique durable du Québec*.
- 18 Gaz Métro. (2013d). *Pour un développement économique durable du Québec, mémoire présenté à la commission sur les enjeux énergétiques*
- 19 *du Québec*.
- 20 Gaz Métro. (2014). *Volume réels des consommateurs industriels*. Montréal.
- 21 Gaz Métro. (s.d.). *Notice annuelle 2008*.
- 22 Gonzalez, P., Ordas Criado, C., & Herrmann, M. (Septembre 2013). *Analyse du marché nord-américain du gaz naturel*.
- 23 CREATE, Département d'économie. Université Laval.
- 24 Gonzalez, P.; Bernard, Jean-Thomas; Trabelsi, Sarah; Beaudoin, Georges; (2012). *Le développement de l'exploitation des shales*
- 25 *du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney*. CREATE, Université Laval.
- 26 Gouvernement du Québec. (s.d.). *Le Québec et ses ressources naturelles, Budget 2012-2013*.
- 27 Gouvernement du Québec. (s.d.). *Plan budgétaire du Québec 2014-2015*.
- 28 Hydro-Québec. (s.d.). *Plan d'approvisionnement 2014-2023, Demande R-3864-2013*.
- 29 Hydro-Québec. (s.d.). *Planification stratégique 2009-2013*. Récupéré sur [http://publicsde.regie-](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPri/R-3864-2013-B-0007-Demande-Piece-2013_11_01.pdf)
- 30 [energie.qc.ca/projets/232/DocPri/R-3864-2013-B-0007-Demande-Piece-2013_11_01.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPri/R-3864-2013-B-0007-Demande-Piece-2013_11_01.pdf)
- 31 Ici Radio-Canada. (2014, Juillet 31). *Cimenterie : Pétrolia a eu des discussions avec Ciment McInnis*. Récupéré sur Ici Radio-
- 32 Canada: [http://ici.radio-canada.ca/regions/est-quebec/2014/07/31/006-cimenterie-port-daniel-petrolia-gaz-](http://ici.radio-canada.ca/regions/est-quebec/2014/07/31/006-cimenterie-port-daniel-petrolia-gaz-naturel.shtml)
- 33 [naturel.shtml](http://ici.radio-canada.ca/regions/est-quebec/2014/07/31/006-cimenterie-port-daniel-petrolia-gaz-naturel.shtml)
- 34 Ici Radio-Canada. (2014, Mai 30). *Il y aura de l'exploration pétrolière sur l'Île d'Anticosti cet été*. Récupéré sur Ici Radio-Canada:
- 35 [http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/Politique/2014/05/30/002-plan-hydrocarbone-couillard-gouvernement-](http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/Politique/2014/05/30/002-plan-hydrocarbone-couillard-gouvernement-gaz-petrole.shtml)
- 36 [gaz-petrole.shtml](http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/Politique/2014/05/30/002-plan-hydrocarbone-couillard-gouvernement-gaz-petrole.shtml)
- 37 Ici Radio-Canada. (2014, Février 12). *Québec lance l'exploration pétrolière sur Anticosti*. Récupéré sur Ici Radio-Canada:
- 38 [http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/Economie/2014/02/13/006-annonce-quebec-economie-secteur-](http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/Economie/2014/02/13/006-annonce-quebec-economie-secteur-petrolier.shtml)
- 39 [petrolier.shtml](http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/Economie/2014/02/13/006-annonce-quebec-economie-secteur-petrolier.shtml)
- 40 International Emissions Trading Association. (2014). *Québec - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions*
- 41 *Trading*. Récupéré sur
- 42 [http://www.iet.org/assets/EDFCaseStudyMarch2014/quebec%20ets%20case%20study%20march%202014.](http://www.iet.org/assets/EDFCaseStudyMarch2014/quebec%20ets%20case%20study%20march%202014.pdf)
- 43 [pdf](http://www.iet.org/assets/EDFCaseStudyMarch2014/quebec%20ets%20case%20study%20march%202014.pdf)
- 44 LaPresse. (2011, Janvier). *Tembec investit 25,7 M\$ à Matane grâce à Québec et Ottawa*. Récupéré sur LaPresse:
- 45 [http://affaires.lapresse.ca/economie/quebec/201101/10/01-4358708-tembec-investit-257-m-a-matane-grace-](http://affaires.lapresse.ca/economie/quebec/201101/10/01-4358708-tembec-investit-257-m-a-matane-grace-a-quebec-et-ottawa.php)
- 46 [a-quebec-et-ottawa.php](http://affaires.lapresse.ca/economie/quebec/201101/10/01-4358708-tembec-investit-257-m-a-matane-grace-a-quebec-et-ottawa.php)

- 1 LaPresse. (2014, Mai 09). *Les écologistes craignent la reprise de l'exploration*. Récupéré sur LaPresse:
2 [http://www.lapresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201405/09/01-4765014-les-ecologistes-](http://www.lapresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201405/09/01-4765014-les-ecologistes-craignent-la-reprise-de-lexploration.php)
3 [craignent-la-reprise-de-lexploration.php](http://www.lapresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201405/09/01-4765014-les-ecologistes-craignent-la-reprise-de-lexploration.php)
- 4 LaPresse. (2014, Juillet 31). *Projet gazier à Sept-Îles : un promoteur norvégien se manifeste*. Récupéré sur LaPresse:
5 [http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201407/31/01-4788108-projet-gazier-a-sept-iles-](http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201407/31/01-4788108-projet-gazier-a-sept-iles-un-promoteur-norvegien-se-manifeste.php)
6 [un-promoteur-norvegien-se-manifeste.php](http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201407/31/01-4788108-projet-gazier-a-sept-iles-un-promoteur-norvegien-se-manifeste.php)
- 7 Laugharne, A. (2013). *Iron Ore Market Outlook*. Récupéré sur CRU Consulting:
8 http://www.scmonline.com/analytics/rdsmdocs/2013_comd_Iron_Ore_Presentation.pdf
- 9 LeDevoir. (2012, Octobre 09). *Usine de production d'urée : un investissement de 1,2 milliard à Bécancour*. Récupéré sur LeDevoir:
10 [http://www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/360976/usine-de-production-d-uree-un-](http://www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/360976/usine-de-production-d-uree-un-investissement-de-1-2-milliard-a-becancour)
11 [investissement-de-1-2-milliard-a-becancour](http://www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/360976/usine-de-production-d-uree-un-investissement-de-1-2-milliard-a-becancour)
- 12 LeSoleil. (2013, Septembre 19). *Pétrole à Anticosti : pas rentable, selon un expert*. Récupéré sur LeSoleil:
13 [http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201309/18/01-4690807-petrole-a-anticosti-](http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201309/18/01-4690807-petrole-a-anticosti-pas-rentable-selon-un-expert.php)
14 [pas-rentable-selon-un-expert.php](http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201309/18/01-4690807-petrole-a-anticosti-pas-rentable-selon-un-expert.php)
- 15 LeSoleil. (2013, Septembre 19). *Pétrole à Anticosti : pas rentable, selon un expert*. Récupéré sur LaPresse:
16 [http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201309/18/01-4690807-petrole-a-anticosti-](http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201309/18/01-4690807-petrole-a-anticosti-pas-rentable-selon-un-expert.php)
17 [pas-rentable-selon-un-expert.php](http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201309/18/01-4690807-petrole-a-anticosti-pas-rentable-selon-un-expert.php)
- 18 LeSoleil. (2014, Juillet 13). *Groupe Desgagnés : honoré pour sa gestion des déchets*. Récupéré sur LeSoleil:
19 [http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/le-laureat/201407/12/01-4783402-groupe-desgagnes-honore-pour-](http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/le-laureat/201407/12/01-4783402-groupe-desgagnes-honore-pour-sa-gestion-des-dechets.php)
20 [sa-gestion-des-dechets.php](http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/le-laureat/201407/12/01-4783402-groupe-desgagnes-honore-pour-sa-gestion-des-dechets.php)
- 21 MDDELCC. (2014, Mai 30). *Hydrocarbures - une approche globale, cohérente, intégrée et rigoureuse pour le développement responsable de*
22 *la filière des hydrocarbures*. Récupéré sur MDDELCC:
23 <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/Infuseur/communiqu.asp?no=2868>
- 24 MDDELCC. (s.d.). *Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage*. Récupéré sur MDDELCC:
25 <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/programmes/biomethanisation/liste-projets.htm>
- 26 Ministère des Transports du Québec. (2013). *Les déplacements interurbains de camions au Québec, Enquête Nationale en bordure de*
27 *Route sur le camionnage 2006-2007*. Récupéré sur Ministère des Transports du Québec:
28 [http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/camionnage/stat-](http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/camionnage/stat-enquetes/Deplacements_camions_Web.pdf)
29 [enquetes/Deplacements_camions_Web.pdf](http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/camionnage/stat-enquetes/Deplacements_camions_Web.pdf)
- 30 Ministère des Transports Québec. (2013). *Programme d'aide - Écocamionnage*. Récupéré sur Ministère des Transports
31 Québec:
32 http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/entreprises/camionnage/programme_d_aide_ecocamionnage
- 33 Ministère du Conseil exécutif. (2013, Novembre). *Priorité emploi – Investir dans l'électrification, c'est investir dans le Québec, » «*
34 *Stratégie d'électrification des transports 2013-2017*. Récupéré sur
35 <http://www.mce.gouv.qc.ca/publications/electrification-transports/strategie-electrification.pdf>
- 36 Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. (2011). *Politique québécoise de gestion des matières*
37 *résiduelles - Plan d'action 2011-2015*.
- 38 Office national de l'énergie. (2013, Novembre 28). *Quatre licences d'exportation de GNL autorisées par l'Office*. Récupéré sur
39 Office national de l'énergie: <http://www.one-neb.gc.ca/clf-nsi/rthnb/nws/nwsrls/2013/nwsrls35-fra.html>
- 40 Petrolia. (s.d.). *1 TCF de gaz naturel humide dans un réservoir conventionnel à Bourque (Québec)*. Récupéré sur Bourque Petrolia
41 Inc.: [http://bourque.petroli-inc.com/imports/medias/pdf/Communique-presse/2013-04-10-gaz-naturel-](http://bourque.petroli-inc.com/imports/medias/pdf/Communique-presse/2013-04-10-gaz-naturel-humide-a-bourque.pdf)
42 [humide-a-bourque.pdf](http://bourque.petroli-inc.com/imports/medias/pdf/Communique-presse/2013-04-10-gaz-naturel-humide-a-bourque.pdf)
- 43 Pipeline News North. (2014, August 10). *Alberta & British Columbia now have 19 LNG projects*. Récupéré sur Pipeline News
44 North: [http://www.pipelinenewsnorth.ca/news/industry-news/alberta-british-columbia-now-have-19-lng-](http://www.pipelinenewsnorth.ca/news/industry-news/alberta-british-columbia-now-have-19-lng-projects-1.1306181)
45 [projects-1.1306181](http://www.pipelinenewsnorth.ca/news/industry-news/alberta-british-columbia-now-have-19-lng-projects-1.1306181)
- 46 Pittsburgh's Action News. (2014, April). *Shell holds meeting on Beaver County plant proposal*.
47 <http://www.wtae.com/news/shell-to-discuss-shale-gas-plant-proposal/25494256#!bFR1On>
- 48 Premier Ministre du Québec. (2014, Février 13). *Québec va de l'avant avec l'exploration pétrolière sur l'île d'Anticosti*. Récupéré
49 sur Premier Ministre du Québec: [https://www.premier-](https://www.premier-ministre.gouv.qc.ca/actualites/communiqués/details.asp?idCommunique=2380)
50 [ministre.gouv.qc.ca/actualites/communiqués/details.asp?idCommunique=2380](https://www.premier-ministre.gouv.qc.ca/actualites/communiqués/details.asp?idCommunique=2380)

- 1 Primeau, M. (2013, Septembre 3). *Aluminium: le Québec perd du terrain*. Récupéré sur La Presse:
2 [http://affaires.lapresse.ca/portfolio/affaires-internationales/201309/03/01-4685537-aluminium-le-quebec-
4 perd-du-terrain.php](http://affaires.lapresse.ca/portfolio/affaires-internationales/201309/03/01-4685537-aluminium-le-quebec-
3 perd-du-terrain.php)
- 4 Railway Association of Canada. (2010). *Locomotive Emissions Monitoring Program 2010*".
- 5 Railway Association of Canada. (2012, December). *2013 Rail Trends*.
- 6 Ressources Naturelles Canada. (s.d.). *Geological survey of Canada open file 7606*.
- 7 Reuters, H. G. (2014, July 11). *Could falling natural gas prices kill some LNG projects?* Récupéré sur FinancialPost:
8 [http://business.financialpost.com/2014/07/11/could-falling-natural-gas-prices-kill-some-lng-
10 projects/?lsa=24d4-e0c6](http://business.financialpost.com/2014/07/11/could-falling-natural-gas-prices-kill-some-lng-
9 projects/?lsa=24d4-e0c6)
- 10 Reuters, J. K. (2014, 04 17). *Rail companies eye LNG-powered engines amid high diesel cost*. Récupéré sur Financial Post:
11 [http://business.financialpost.com/2014/04/17/rail-companies-eye-lng-powered-engines-amid-high-diesel-
13 cost/?lsa=24d4-e0c6](http://business.financialpost.com/2014/04/17/rail-companies-eye-lng-powered-engines-amid-high-diesel-
12 cost/?lsa=24d4-e0c6)
- 13 SAAQ. (s.d.). *Tableau "Nombre de véhicules autorisés à circuler"*.
- 14 Shields, A. (2014, Juin 28). *À Anticosti, seuls face au pétrole tout-puissant*. Récupéré sur LeDevoir:
15 <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/412131/dossier-anticosti>
- 16 SlotLNGaz. (s.d.). *Du gaz naturel pour tout et partout*. Récupéré sur SlotLNGaz: <http://www.slngaz.com/>
- 17 Smith, K. (2014, April 11). *Westport delivers first LNG tender to EMD*. Récupéré sur RailwayAge:
18 [http://www.railwayage.com/index.php/mechanical/locomotives/westport-delivers-first-lng-tender-to-
20 emd.html](http://www.railwayage.com/index.php/mechanical/locomotives/westport-delivers-first-lng-tender-to-
19 emd.html)
- 20 Sproule. (2011, June 1, June). *Resource assessment of the macasty formation in certain petroleum and natural gas holdings on Anticosti
21 island for Petrolia inc. and Corridor resources inc*. Récupéré sur Sproule.
- 22 Statistique Canada. (2014, 04 01). *Le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCLAN) 2007*. Récupéré sur
23 Statistique Canada: <http://stds.statcan.gc.ca/naics-scian/2007/cs-rc-fra.asp?criteria=3221>
- 24 Statistique Canada. (2014, 04 01). *Le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCLAN) 2007*. Récupéré sur
25 Statistique Canada: <http://stds.statcan.gc.ca/naics-scian/2007/cs-rc-fra.asp?criteria=311>
- 26 Statistique Canada. (2014, 04 01). *Le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCLAN) 2007*. Récupéré sur
27 Statistique Canada: <http://stds.statcan.gc.ca/naics-scian/2007/cs-rc-fra.asp?criteria=324>
- 28 Statistique Canada. (2014, 04 01). *Le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCLAN) 2007*. Récupéré sur
29 Statistique Canada: <http://stds.statcan.gc.ca/naics-scian/2007/cs-rc-fra.asp?criteria=325>
- 30 Statistique Canada. (2014). *Le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCLAN) 2007*.
31 <http://stds.statcan.gc.ca/naics-scian/2007/cs-rc-fra.asp?criteria=3313>.
- 32 Statistique Canada. (2014, 08 06). *Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCLAN) Canada 2012*. Récupéré
33 sur Statistique Canada:
34 [http://www23.statcan.gc.ca/imdb/p3VD_f.pl?Function=getVD&TVD=118464&CVD=118465&CPV=23&
37 35
38 CST=01012012&CLV=1&MLV=5](http://www23.statcan.gc.ca/imdb/p3VD_f.pl?Function=getVD&TVD=118464&CVD=118465&CPV=23&35
36 CST=01012012&CLV=1&MLV=5)
- 36 Statistique Canada. (s.d.). *Tableau 129-0003 - Ventes de gaz naturel, annuel - CANSIM*. Récupéré sur Statistique Canada:
37 [http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a05?lang=fra&id=1290003&pattern=1290003&searchTypeByValue=1&p2
39 =35](http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a05?lang=fra&id=1290003&pattern=1290003&searchTypeByValue=1&p2
38 =35)
- 39 The Motley Fool. (2014, July 28). *Battle of the Fuels: Will Natural Gas Replace Diesel?* Récupéré sur The Motley Fool:
40 <http://www.fool.com/investing/general/2014/07/28/battle-of-the-fuels-will-natural-gas-replace-diese.aspx>
- 41 Tuglig Énergie Co. (2013, Septembre). *Le jumelage éolien micro GNL : une solution énergétique pour desservir les sites éloignés et les
42 réseaux autonomes – Mémoire pour la consultation publique sur les enjeux énergétiques du Québec*.
- 43 Union des Municipalités du Québec. (2013, 10 11). *Mémoire de l'UMQ présenté à la commission sur les enjeux énergétiques du
44 Québec*. Récupéré sur Gouvernement du Québec:
45 http://consultationenergie.gouv.qc.ca/memoires/20131011_414_UMQ_M.pdf
- 46 Union des Municipalités du Québec. (2013, Octobre 11). *Mémoire présenté à la commission des enjeux énergétiques du Québec*.
- 47 Waste Management. (s.d.). *A propos de Waste Management*. Récupéré sur Waste Management: [http://saint-
49 nicephore.wm.com](http://saint-
48 nicephore.wm.com)

- 1 Waste Management. (s.d.). *Projet d'agrandissement du lieu d'enfouissement de Magog*. Récupéré sur Waste Management:
2 <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/LET-magog/documents/DA6.pdf>
- 3 Waste Management. (s.d.). *Sainte-Sophie : Le sens de l'engagement*. Récupéré sur Waste Management: [http://sainte-](http://sainte-sophie.wm.com/index.jsp)
4 [sophie.wm.com/index.jsp](http://sainte-sophie.wm.com/index.jsp)
- 5 Wong, D., & Chayer, S. (2013, Septembre 05). *Des déchets transformés en gaz naturel dès 2014*. Récupéré sur LaPresse:
6 [http://www.lapresse.ca/videos/lp-affaires/201309/05/46-1-des-dechets-transformes-en-gaz-naturel-des- 7](http://www.lapresse.ca/videos/lp-affaires/201309/05/46-1-des-dechets-transformes-en-gaz-naturel-des-7)
2014.php/17359f5da7f0420d951ace1b0b4d1c15
- 8 Wood Mackenzie. (2014). *Canada gas markets long-term outlook H1 2014*.

Communiquez avec nous

Daniel Denis

Associé

Services conseils - Management

+1 514 985-1285

ddenis@kpmg.ca

Jean-Pierre Lessard

Directeur principal

Services conseils - Management

+1 418 577-3411

jlessard@kpmg.ca

kpmg.ca

L'information publiée dans le présent document est de nature générale. Elle ne vise pas à tenir compte des circonstances de quelque personne ou entité particulière. Bien que nous fassions tous les efforts nécessaires pour assurer l'exactitude de cette information et pour vous la communiquer rapidement, rien ne garantit qu'elle sera exacte à la date à laquelle vous la recevrez ni qu'elle continuera d'être exacte à l'avenir. Vous ne devez pas y donner suite à moins d'avoir d'abord obtenu un avis professionnel se fondant sur un examen approfondi des faits et de leur contexte.

© 2013 KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., société canadienne à responsabilité limitée et cabinet membre du réseau KPMG de cabinets indépendants affiliés à KPMG International Cooperative (« KPMG International »), entité suisse. Tous droits réservés. Imprimé au Canada.

KPMG, le logo de KPMG et le slogan « simplifier la complexité » sont des marques déposées ou des marques de commerce de KPMG International.

