DEMANDE D'AVIS SUR LES APPROVISIONNEMENTS EN FOURNITURE ET TRANSPORT DE GAZ NATUREL NÉCESSAIRES POUR RÉPONDRE AUX BESOINS EN GAZ NATUREL DES CONSOMMATEURS QUÉBÉCOIS À MOYEN ET LONG TERMES

MÉMOIRE DE

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

TABLE DES MATIÈRES

1 INTRODUCTION 8
1.1 Rapports d'experts 8
1.1.1 KPMG-SECOR 9
1.1.2 Wood Mackenzie 10
2 GAZ MÉTRO 11
3 GAZ NATUREL : MOTEUR ÉCONOMIQUE 12
3.1 Compétitivité des entreprises québécoises 13
3.2 Nouveaux grands projets industriels 14
3.3 Accès à la deuxième et à la troisième transformation 15
3.4 Le gaz naturel pour les régions éloignées du réseau gazier 15
3.4.1 L'exemple de la Côte-Nord 16
3.4.2 Desservir des régions éloignées du réseau gazier grâce au GNL 17
3.5 Conversion vers le gaz naturel 18
4 AVANTAGE ENVIRONNEMENTAL DU GAZ NATUREL 18
4.1 Coûts moindres du gaz naturel pour l'achat d'unités d'émissions 20
4.2 Remplacement des produits pétroliers dans le transport 21
4.3 Remplacement du mazout et du diésel dans le domaine industriel 22
4.4 Remplacement du mazout léger (n^0 2) par le gaz naturel 22
5 ENJEUX DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS 23
5.1 Le marché de l'Amérique du Nord : Horizon 2030 24
5.1.1 La révolution du gaz de shale 24
5.1.2 Production gazière canadienne 24
5.1.3 Production gazière américaine 25
5.1.4 Le carrefour d'échange à Dawn 27
5.1.5 Prix au carrefour de Dawn 29
5.1.6 Un déplacement des approvisionnements à l'avantage des consommateurs 29

5.1.7 Un déplacement des approvisionnements supporté par les régulateurs 30

5.2 Capacités de transport vers le Québec 31

5.2.1 Refonte des tarifs de transport de TransCanada 31
5.2.2 Décision RH-003-2011 32
5.2.3 Impact marquant de la décision RH-003-2011 33
5.2.4 Enjeux de transport vers la franchise 34
5.2.5 Efforts afin de désengorger le goulot d'étranglement et conflits inhérents 34
5.2.6 L'Entente négociée 35

5.3 Fenêtre d'opportunité 37

5.3.1 Les projets de pipelines 37

6 LE PROJET ÉNERGIE EST ET SES IMPACTS 39

6.1 Description du projet Énergie Est 39

6.2 Diminution de la capacité de transport vers le Québec 40

6.3 Réponse de TCPL au transfert d'actifs de gaz naturel 41

6.4 La dynamique des prix en journée de pointe 44

6.5 impacts du projet énergie est 45

6.5.1 Clientèle actuelle de Gaz Métro 45
6.5.2 Impact sur les conversions 46
6.5.3 Impact sur l'implantation de grands projets industriels 46

6.6 Position de Gaz Métro à l'égard du Projet Énergie Est 46

7 PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC 47

7.1 Gaz de shale 47

7.2 Gaz naturel renouvelable 47

7.3 Constat sur la production au Québec 48

8 OBSTACLE À LA RÉALISATION DE LA DEMANDE 48

8.1 Saturation de certains réseaux de transmission 48

9 CONCLUSIONS 50

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES

AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
Chippawa	Point d'interconnexion entre TransCanada Pipelines Limited et Empire Pipeline Inc[1]
Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario[1]
Énergie Est	Combinaison des projets Oléoduc Énergie Est et Eastern Mainline de TransCanada Pipelines Limited
Entente	Demande d'approbation de l'entente de règlement pour la période 2015 à 2030 déposé auprès de l'Office national de l'énergie par TransCanada Pipelines Limited – RH-001-2014
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10^9 joules.
Gaz Métro-GNL	Filiale de Gaz Métro qui a été mise sur pied afin de commercialiser et de vendre le gaz naturel liquéfié (GNL)
GNL	Gaz naturel liquéfié
Gaz Métro EDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TransCanada PipeLines Limited /TQM qui sont situés dans la zone de livraison GMIT EDA (« Eastern Delivery Area ») de TransCanada PipeLines Limited[1]
Gaz Métro NDA	Ensemble des points d'interconnexions entre le système de Gaz Métro et ceux de TransCanada PipeLines Limited qui sont situés dans la zone de livraison GMIT NDA (« Northern Delivery Area ») de TransCanada PipeLines Limited[1]

[1] Se référer à la carte de l'annexe 2.

Henry Hub : Point situé à Érath en Louisiane qui est un carrefour où se trouvent plusieurs pipelines de gaz naturel et de sites d'entreposage. Lieu physique des contrats à terme sur le gaz naturel de New York Merchantile Exchange (NYMEX). Le prix à Henry Hub est représentatif des grands mouvements des prix de gaz naturel sur le continent

Iroquois Point situé au sud de la frontière du Québec et de l'Ontario et qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau principal de TransCanada Pipelines Limited et le réseau de Iroquois Gas Transmission System[2]

Joule Unité de mesure de l'énergie – 1 m^3 équivaut à 37 890 000 joules

Maple Point situé dans le sud de l'Ontario, au Nord de Parkway et à l'Est de Dawn[2]

Marché EDA Les consommateurs de gaz naturel situés dans la zone Eastern Delivery Area (EDA) incluant notamment Enbridge EDA, Gaz Métro EDA, Iroquois et les points d'exportation de TCPL le long de la frontière du Québec et de l'Ontario avec les États-Unis

Niagara Point d'interconnexion entre TransCanada Pipelines Limited et le pipeline américainTennessee Gas Pipeline Company situé à la frontière de l'Ontario et des États-Unis[2]

ONÉ Office national de l'énergie

Parkway Point situé dans le sud de l'Ontario, au sud de Maple et à l'Est de Dawn[2]

Pétajoule (PJ) 1 million de gigajoules = 10^{15} joules.

[2] Se référer à la carte de l'annexe 2.

Sommaire exécutif

Gaz Métro dépose le présent mémoire à la suite d'une demande d'avis adressée à la Régie de l'énergie, par le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et ministre responsable du Plan Nord sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins des consommateurs québécois et ce, à moyen et long termes.

Le mémoire de Gaz Métro fait la démonstration :

1. Que l'accès au gaz naturel est un vecteur déterminant de croissance économique et une condition nécessaire à l'amélioration du bilan environnemental du Québec.
2. Que le Québec est captif du réseau de transport de gaz naturel de TransCanada Pipelines Limited.
3. Que le projet Énergie-Est implique une diminution significative des capacités de transport de gaz naturel de cette dernière et une augmentation des coûts à supporter par les utilisateurs du Québec.
4. Qu'il en résulterait des conséquences négatives pour l'économie de la province, en plus d'une dégradation importante de l'attractivité et de la compétitivité économique du Québec aux plans commercial et industriel.
5. Que cette situation affecterait inévitablement les conversions souhaitées du mazout ou d'autres hydrocarbures plus polluants vers le gaz nature, ce qui irait à l'encontre des objectifs poursuivis par le Québec en matière de réduction des GES.
6. Que le projet Énergie-Est, tel que proposé, implique un interfinancement du projet d'exportation de pétrole brut par les consommateurs de gaz naturel de l'Est du Canada et que ces derniers ne devraient certainement pas faire les frais de ce projet d'exportation de pétrole brut.

1 INTRODUCTION

Le 4 juillet 2014, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et ministre responsable du Plan Nord (le « MÉRN ») adressait à la Régie de l'énergie (la « Régie ») une demande d'avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes.

Cette demande comportait les éléments suivants :

- Établir les capacités d'approvisionnement en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre, à un prix compétitif, aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes soit d'ici 2030, en considérant divers scénarios économiques ;
- Étudier différentes options de fourniture et d'approvisionnement possibles pour répondre à la demande de gaz naturel au cours du même horizon en évaluant leur incidence sur les consommateurs de gaz naturel du Québec au niveau de la tarification et de la fiabilité;
- Effectuer ces travaux dans un souci d'efficacité et aux meilleurs coûts possibles.

Pour répondre à cette demande, la Régie s'est tournée vers les distributeurs québécois de gaz naturel, Gaz Métro et Gazifère, et leur a demandé de lui présenter un rapport d'experts indépendants portant sur la prévision de la demande et les caractéristiques des approvisionnements du Québec en gaz naturel à l'horizon 2030.

1.1 RAPPORTS D'EXPERTS

Les firmes d'experts « KPMG – SECOR » et Wood Mackenzie Inc (« Wood Mackenzie ») ont été mandatées pour répondre à la demande de la Régie. La firme KPMG – SECOR a reçu le mandat d'évaluer la prévision de la demande du gaz naturel sur l'ensemble du territoire du Québec ainsi que la production de gaz naturel sur le territoire québécois, et ce, sur l'horizon 2015 à 2030. La firme Wood Mackenzie a quant à elle reçu le mandat de fournir une étude traitant des options d'approvisionnement gazier en provenance de l'extérieur du Québec et du transport du gaz naturel jusqu'en territoire québécois à l'horizon 2015-2030 notamment dans le contexte de la réalisation du projet « Énergie Est » de TransCanada Pipelines Limited («TCPL»).

1.1.1 KPMG-SECOR

L'étude[3] déposée à la Régie le 3 septembre 2014 incluait un volet « besoins en gaz naturel au Québec » et un volet « offre en gaz naturel du Québec » ainsi qu'une analyse des prix relatifs. Plus précisément, le volet « besoins en gaz naturel au Québec » comprend une prévision selon les grandes catégories de consommateurs et l'élaboration de trois scénarios économiques. Le volet « offre en gaz naturel du Québec » comprend une analyse des derniers développements quant à l'offre québécoise.

1.1.1.1 Analyse de prix relatif

L'estimation des écarts de prix du gaz naturel avec le mazout lourd, le diésel et l'électricité prévoit un maintien de l'avantage concurrentiel actuel 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 le charbon; cependant l'utilisation de cette source d'énergie demeure marginale à l'échelle du Québec.

1.1.1.2 Volet – Besoins en gaz naturel au Québec

KPMG-SECOR mentionne qu'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 scénario inclut notamment la demande en gaz naturel associé à de nouvelles installations majeures de liquéfaction. À ces besoins s'ajouteraient ceux pour le secteur industriel des régions non desservies, principalement la Côte-Nord estimée à 855 Mm³ pour 2030.

1.1.1.3 Volet-Offre en gaz naturel du Québec

Le rapport de KPMG-SECOR soulève que le gaz de shale offre un potentiel très élevé en termes de volumes même si les différentes évaluations géologiques concluent à des quantités disponibles assez variées. Par ailleurs, l'acceptabilité sociale demeure fragile. Par conséquent, KPMG-SECOR estime peu probable que l'exploitation de cette source énergétique se réalise à court terme. Il est à noter que l'offre en gaz naturel en provenance de l'Île d'Anticosti ainsi que du gisement de Bourque en Gaspésie n'a pas été incluse dans l'analyse de KPMG-SECOR.

[3] R-3900-2014, C-GM-GI-0003, Gaz Métro Gazifère-1, Document 1

De plus, du gaz naturel renouvelable pourrait provenir de projets réalisés par les municipalités et les sites d'enfouissement en opération. On estime le potentiel à environ 109 Mm³ par année. Cependant, selon KPMG-SECOR, ce potentiel pourrait être limité par la difficulté à rentabiliser les opérations, notamment au sein des municipalités. La firme conclut que la quantité de gaz naturel produite au Québec sera insuffisante pour combler les besoins dans l'horizon 2030.

1.1.2 Wood Mackenzie

L'étude[4] de Wood Mackenzie déposée à la Régie le 3 septembre 2014 comporte trois sections distinctes. La première section propose une revue en profondeur du marché du gaz naturel en Amérique du Nord; la deuxième une analyse des marchés du Québec et dans l'Est ontarien et la dernière porte sur le projet Énergie Est proposé par TCPL et sur ses implications sur les approvisionnements gaziers pour le Québec.

1.1.2.1 Le marché en Amérique du Nord

Selon Wood Mackenzie, sur l'horizon des 15 prochaines années, l'offre de gaz naturel demeurera abondante en Amérique du Nord et n'aura aucune difficulté à rencontrer la croissance de la demande globale tant aux États-Unis qu'au Canada.

L'expert estime que durant cette période, l'offre en gaz naturel devrait croître de plus de 50 %. Ainsi la production totale passerait de 80 Bcf/jour en 2015 à 127 Bcf/jour en 2030. Cette croissance proviendrait principalement des bassins de gaz de shale du Nord-Est américain durant la première moitié de la période analysée, alors que la production se diversifierait au cours des années subséquentes.

L'augmentation de la demande quant à elle, proviendrait de tous les secteurs, mais une large part de celle-ci serait attribuable aux projets de gaz naturel liquéfié destiné à l'exportation sur les marchés internationaux. Il est à noter que les exportations de GNL sont prévues être nulles en 2015, mais qu'elles pourraient atteindre 18 Bcf/jour en 2030. Wood Mackenzie note par ailleurs une tendance où la demande nord-américaine serait desservie par un approvisionnement situé plus près de son marché. Ainsi, le modèle

[4] R-3900-2014, C-GM-GI-0004, Gaz Métro- Gazifère-1, Document 2

traditionnel de transport longue distance entre les bassins de production et les marchés de consommateurs tendent à disparaître.

1.1.2.2 Le marché du Québec et de l'Est ontarien

Les infrastructures de transport de TPCL, situées dans l'Est ontarien, permettent aux consommateurs de l'Est ontarien et du Québec l'accès à une ressource disponible à prix compétitif, laquelle provient notamment des bassins de Marcellus et Utica. Cependant, cet accès est limité par l'engorgement du réseau de transport de TCPL dans la région de Maple[5]. Par ailleurs, des délais dans la construction de nouvelles infrastructures nécessaires au désengorgement du réseau de transport de l'Est ontarien ont créé une pression à la hausse sur les prix de transport.

1.1.2.3 Énergie Est

Wood Mackenzie évalue que le projet Énergie Est, tel que présenté par TCPL, n'aurait pas d'impact sur les segments des Prairies et du nord de l'Ontario et qu'il n'affecterait pas la dynamique des prix aux bassins de production tels Henry Hub ou AECO. Par contre, la réduction de la capacité de transport associée à ce projet aurait un impact significatif sur les prix et la disponibilité du transport vers les marchés de consommation du marché EDA, zone incluant le Québec.

2 GAZ MÉTRO

Le réseau de Gaz Métro, jusqu'au début des années 1980, se limitait à la région de Montréal. C'est à cette époque que des grandes expansions ont été réalisées notamment, grâce au programme fédéral de subventions pour le remplacement des produits pétroliers.

Entre 1980 et 1986, près de 745 M$ ont été versés par les deux paliers de gouvernements pour permettre divers prolongements du réseau gazier de l'époque. Au cours des années 1990, le *Programme de subvention des infrastructures,* administré par le gouvernement provincial, a permis de prolonger le réseau dans les régions de Tremblant, Val-d'Or, Amos, la Beauce, Saint-Félicien, ainsi que d'autres projets situés dans les couronnes nord et sud de Montréal.

[5] Se référer à la carte de l'annexe 2

En 2012, Gaz Métro a prolongé son réseau dans la région de Thetford Mines grâce à une subvention de l'Agence de développement économique du Canada pour les régions du Québec. À l'époque, la Société de développement de la région de Thetford avait diffusé certaines informations à l'égard des retombées économiques potentielles du prolongement du réseau. Elle mentionnait notamment depuis de nombreuses années, que la construction de ce gazoduc permettrait la création d'emplois et le développement de nouvelles perspectives économiques dans la région, permettant ainsi l'accroissement du potentiel industriel, tout en fournissant une source d'énergie abordable et plus propre aux entreprises et aux institutions locales. Le potentiel gazier s'est effectivement concrétisé dans cette région. En effet, dans son rapport annuel au 30 septembre 2013[6], Gaz Métro indiquait avoir conclu un nombre plus important que prévu d'ententes de service de gaz naturel que lors de la demande d'investissement.

Ainsi, les gouvernements fédéraux et provinciaux passés ont reconnu l'importance du gaz naturel comme vecteur de développement économique, de sorte qu'aujourd'hui le réseau de Gaz Métro, tel que présenté à l'annexe 1, s'étend sur plus de 10 000 km et dessert plus de 300 municipalités. L'accès pour ces régions à une source d'énergie fiable et à prix compétitif tel que le gaz naturel est dans l'intérêt public, autant par sa contribution économique qu'environnementale. Par ailleurs, plusieurs régions du Québec, notamment Bellechasse, Dolbeau-Mistassini et Asbestos, travaillent activement afin de pouvoir, comme leurs pairs, bénéficier des avantages, qu'offre l'accès au gaz naturel.

3 GAZ NATUREL : MOTEUR ÉCONOMIQUE

Le gaz naturel est actuellement et continuera d'être un moteur économique de premier plan au Québec. Le gaz naturel jouit d'une position concurrentielle enviable et favorable par rapport aux autres sources d'énergie et cette tendance se maintiendra assurément à moyen terme[7]. Cette position concurrentielle est le résultat de techniques de forage horizontal et de fractionnement hydraulique, lesquelles ont permis de rentabiliser le développement des ressources gazières non conventionnelles, entraînant ainsi depuis 2007, tel que mentionné à la section 5.1.1, une baisse importante des prix de gaz naturel, et ce, aux bénéfices des consommateurs de gaz naturel.

[6] R-3871-2013, B-0085, Gaz Métro – 23, Document 1
[7] Se référer à la figure 1 du présent document.

L'accès au gaz naturel à un prix compétitif a clairement un impact positif déterminant pour l'économie du Québec : il favorise la compétitivité des entreprises québécoises, l'arrivée de grands projets industriels en provenance de l'étranger et l'implantation des entreprises de deuxième et troisième transformation. De plus, les prix favorables incitent à une plus grande conversion vers le gaz naturel ayant pour effet de réduire significativement les émissions de GES et de polluants.

3.1 COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES QUÉBÉCOISES

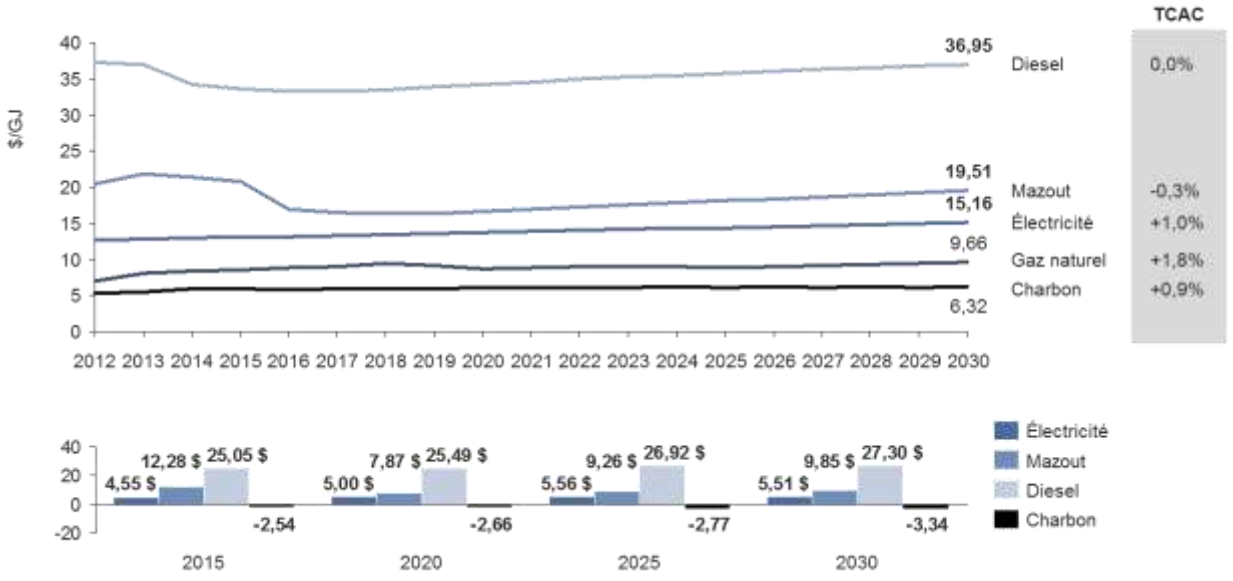
Le gaz naturel se loge au deuxième rang[8] des sources d'énergie les plus utilisées par les entreprises du Québec. D'ailleurs, les utilisateurs industriels constituent un peu plus de 53 % de la demande en gaz naturel de la province[9].

Dans cette perspective, la réduction des coûts énergétiques contribue à la croissance de l'économie, à la préservation et à la création d'emplois et, par le fait même, à l'enrichissement collectif. Au cours des dernières années, alors que le gaz naturel est devenu la source d'énergie la moins chère au Québec, ce sont de nombreuses usines, universités, hôpitaux, écoles et ménages du Québec qui ont vu leur facture de gaz naturel réduite.

Tel que présenté dans le rapport de KPMG-SECOR, la situation concurrentielle du gaz naturel est et devrait demeurer nettement avantageuse par rapport au mazout, à l'électricité et au diésel et ce, pour toutes les catégories de clients. La figure suivante illustre la prévision d'écart de prix de différentes sources d'énergie par rapport au gaz naturel.

[8] Énergie et Ressources naturelles Québec, 2010.
[9] Idem.

Figure 1- Écart de prix de différentes sources d'énergie par rapport au gaz naturel 2015 et 2030; $/GJ[10]



3.2 NOUVEAUX GRANDS PROJETS INDUSTRIELS

Le Québec possède de nombreux attributs pour les entreprises et les investisseurs étrangers. La province bénéficie entre autres, de ressources naturelles, d'une voie maritime ainsi que des ports maritimes, d'une infrastructure routière et ferroviaire développée en plus d'une usine de liquéfaction.

L'accès à du gaz naturel à prix compétitif est un des facteurs reconnus pour la localisation de grands projets industriels. À titre d'exemple, Gaz Métro a récemment demandé l'autorisation de la Régie pour un projet visant le raccordement de l'Entreprise IFFCO Canada Limitée (« IFFCO Canada »). Ainsi, avant d'arrêter leur choix sur Bécancour, les dirigeants d'IFFCO Canada avaient visité plus de 40 emplacements en Amérique du Nord afin de sélectionner le meilleur site pour l'implantation d'un complexe de fabrication de fertilisants. Or, tel qu'illustré dans l'extrait suivant, bien que la région de Bécancour offre des attributs utiles aux activités industrielles, c'est l'accès au gaz naturel à prix concurrentiel qui fut un facteur essentiel et déterminant dans la sélection du site pour l'implantation du client industriel IFFCO Canada.

> *« Le choix du Québec et de la ville de Bécancour est le résultat d'une analyse d'une quarantaine de sites sur le continent nord-américain. La région présente les meilleurs*

[10] R-3900-2014, C-GM-GI-0003, Gaz Métro Gazifère-1, Document 1, p.82.

> *attributs pour accueillir une usine d'engrais, en plus d'avoir le site industriel le plus adéquat du Québec pour ce type d'exploitation. Outre la présence d'une zone industrielle bien établie, d'un accès au site par voie ferroviaire, maritime et terrestre et de ses infrastructures de qualité, Bécancour et le Québec offraient la possibilité d'accéder à un approvisionnement sécurisé et diversifié en gaz naturel, notamment en provenance du carrefour d'échange de Dawn en Ontario. Le gaz naturel est la principale ressource requise pour la production de l'urée, et son acquisition et transport représenteront le plus gros coût d'exploitation de la future usine. L'accès au gaz naturel à des prix concurrentiels dans le parc de Bécancour fut donc un facteur essentiel et déterminant dans la sélection de notre site de production au Canada.*[11]*»*

Ainsi, assurer l'accès à du gaz naturel à un prix compétitif est d'une importance capitale pour favoriser l'implantation d'entreprises au Québec et pour des investissements supplémentaires dans des installations existantes.

3.3 ACCÈS À LA DEUXIÈME ET À LA TROISIÈME TRANSFORMATION

Le Québec regorge de ressources naturelles. L'augmentation de la deuxième et la troisième transformation sur le territoire québécois permettrait de maximiser les retombées locales, la création d'emplois et l'enrichissement global de la collectivité.

Pour augmenter la deuxième et troisième transformation de ressources naturelles, l'accès au gaz naturel à un prix compétitif constitue également un attrait majeur et déterminant dans le choix du lieu d'établissement des industries. Ainsi, lorsque disponible, le gaz naturel favorise l'installation des grandes industries dans les régions desservies et de surcroît, est un outil direct à la création d'emplois de qualité.

3.4 LE GAZ NATUREL POUR LES RÉGIONS ÉLOIGNÉES DU RÉSEAU GAZIER

Dans une perspective de développement économique et de protection de l'environnement, un meilleur accès au gaz naturel partout au Québec serait un atout afin d'être compétitif face aux régions hors Québec où cette source d'énergie est déjà disponible.

[11] ONÉ, RH-001-2014, Lettre de Entreprise IFFCO Canada Limitée, 7 février 2014

3.4.1 L'exemple de la Côte-Nord

En 1999, le gouvernement du Québec accédait à la demande des intervenants socio-économiques de la Côte-Nord qui souhaitaient disposer des mêmes leviers énergétiques que les autres pôles industriels du Québec. Cette région est le dernier pôle industrialo-portuaire à ne pas avoir accès au gaz naturel, bien qu'il s'y trouvent d'importants consommateurs d'énergie, notamment dans le domaine de la métallurgie (fer, aluminium). Privées de gaz naturel, ces usines doivent se rabattre sur le mazout, ce qui augmente leurs coûts de production, et par conséquent diminue leur compétitivité, et alourdit leur bilan environnemental. Ainsi, comme la Côte-Nord n'est pas en mesure pour l'instant d'offrir les mêmes conditions pour des implantations industrielles qu'ailleurs dans le monde, ceci a comme incidence d'inciter des projets à la recherche de sites à opter pour d'autres choix, parfois ailleurs au Québec, mais bien souvent ailleurs dans le monde.

En octroyant à Gaz Métro le droit exclusif de distribution du gaz naturel pour cette région, le gouvernement affirmait donc « *qu'il est dans l'intérêt public d'assurer la distribution du gaz naturel dans le territoire qui fait l'objet de la demande*[12] » et suivait ainsi les recommandations de la Régie de l'énergie du Québec[13].

En 2010, trois conditions ont permis d'entrevoir la possibilité de prolonger le réseau gazier jusqu'à Sept-Îles. Les prix avantageux du gaz naturel par rapport au mazout lourd ont créé un appétit chez les industriels déjà en place qui souhaitaient améliorer leur compétitivité par rapport à leurs concurrents. De plus, la volonté clairement exprimée par la société et les gouvernements de réduire les émissions de GES militaient aussi pour que l'on intègre dans ce bassin industriel la seule solution de rechange par rapport au mazout. Finalement, la forte demande mondiale pour les métaux a engendré plusieurs projets d'expansion et de nouvelles implantations sur la Côte-Nord.

C'est dans ce contexte que, dans son budget déposé en avril 2012, le gouvernement du Québec annonçait son intention de garantir 75 % des 40 premiers millions de dollars nécessaires pour les études de faisabilité pour le prolongement du réseau gazier sur quelque 470 kilomètres. Le gouvernement indiquait aussi son intention de compenser des manques à gagner au cours des premières années du projet. Au terme des études de

[12] Gouvernement du Québec, Décret 1264-99, 17 novembre 1999.
[13] R-3408-98, A-99-01

faisabilité, tous les consommateurs industriels de la Côte-Nord avaient indiqué qu'ils consommeraient du gaz naturel si celui-ci était déjà disponible. Les conditions de marché qui prévalaient dans les secteurs du fer et de l'aluminium ont toutefois empêché la conclusion d'ententes représentant un volume minimal nécessaire à la poursuite du projet. Gaz Métro a donc, le 21 mars 2013, reporté le projet du prolongement du réseau gazier vers la Côte-Nord.

3.4.2 Desservir des régions éloignées du réseau gazier grâce au GNL

Par ailleurs, dans certaines régions, des industries consomment des volumes importants d'énergie qui sont toutefois insuffisants, pour le moment, à la justification d'un prolongement majeure du réseau gazier vers leurs installations. Ces entreprises doivent présentement se rabattre sur le mazout et le diésel et assumer les désavantages qui en découlent.

Gaz Métro-GNL, a développé une stratégie d'affaires qui permettrait d'acheminer du gaz naturel liquéfié (GNL) dans un premier temps par camion à partir de Montréal. De cette manière, des quantités de gaz naturel seraient transportées sur de longues distances, là où le déploiement d'un réseau gazier est trop coûteux en fonction des volumes de consommation disponibles ou anticipés.

Le Québec est l'un des seuls endroits au Canada à disposer des infrastructures de liquéfaction en opération. L'usine LSR de Gaz Métro est en activité depuis 1969.

L'accès au GNL peut représenter un avantage pour certaines communautés isolées et à distance du réseau gazier qui doivent se rabattre sur le mazout. Outre la Côte-Nord, il pourrait être utilisé par exemple :

- À la génération électrique pour les réseaux autonomes d'Hydro-Québec;
- Au projet de la mine de diamants Stornoway qui a déjà confirmé qu'elle optait pour le GNL;
- À la desserte de plusieurs autres sites miniers du Grand-Nord québécois, dont certains pourraient être desservis par voie maritime éventuellement (aucune route ne s'y rendant);
- .Au transport lourd (routier et maritime).

3.5 CONVERSION VERS LE GAZ NATUREL

La position concurrentielle actuelle et anticipée du gaz naturel favorise la conversion vers celui-ci. Il existe un potentiel de conversion vers le gaz naturel des entreprises situées à proximité du réseau de distribution ainsi que celles situées dans les régions non desservies par Gaz Métro. L'approche méthodologique utilisée par KPMG-SECOR permet de conclure que les besoins des régions non desservies seraient de l'ordre de 855 Mm³ en 2030. D'ailleurs, ces besoins seraient relativement constants dans le temps selon les experts. Ainsi, en plus de réaliser des gains environnementaux importants qui sont discutés dans la section suivante, la conversion vers le gaz naturel permettrait aux usines, universités, hôpitaux, écoles et ménages du Québec de réaliser des économies considérables de leur facture d'énergie.

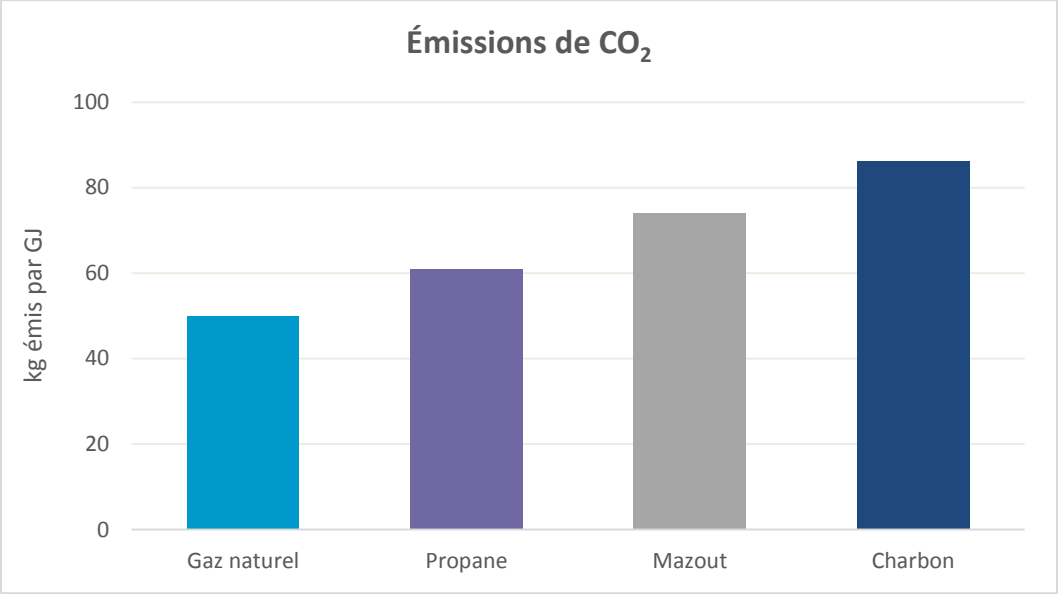
4 AVANTAGE ENVIRONNEMENTAL DU GAZ NATUREL

Le Québec utilise une proportion de 40 % d'électricité. Les produits pétroliers raffinés suivent avec environ 38 % du bilan de consommation, notamment compte tenu de l'omniprésence de l'essence et du diésel dans le secteur des transports. Les produits pétroliers, en plus d'être très dispendieux par rapport au gaz naturel, émettent beaucoup de GES et de contaminants atmosphériques. Le gaz naturel, pour sa part, représente 14 % du bilan[14] de la consommation alors que la biomasse représente 7 % et le charbon 1 %.

Il est à noter qu'en plus de son avantage économique indéniable mentionné précédemment, le gaz naturel procure également des avantages environnementaux majeurs. En effet, la substitution d'autres énergies telles que le diésel, le mazout et le charbon, par le gaz naturel permet une réduction immédiate des émissions de GES d'approximativement 25 %, 31 % et 42 % respectivement, tel qu'illustré à la figure suivante.

[14] Énergie et Ressources naturelles Québec, 2011.

Figure 2- Émissions relatives de CO_2 équivalent

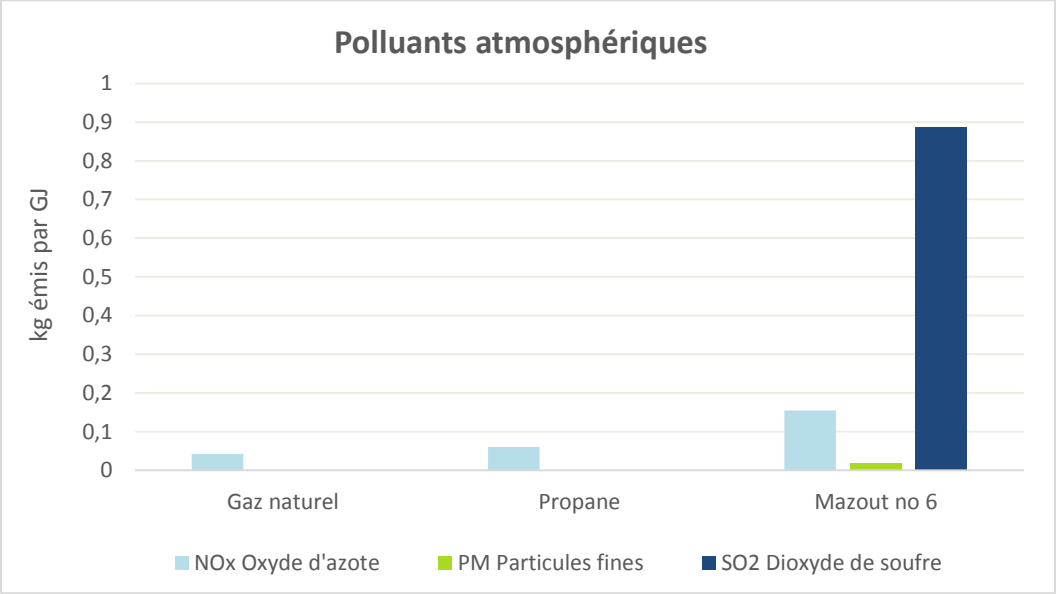


Source : Facteur d'émission et conversion, Ministère des Ressources naturelles, Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques, version du 7 avril 2014.

Ainsi, la priorisation de l'utilisation du gaz naturel en remplacement de ces énergies plus polluantes est un choix logique pour l'environnement et l'atteinte des cibles de réduction de GES du Québec.

Par ailleurs, la pollution de l'air est aussi la résultante de la présence de divers polluants atmosphériques tels que les No_x, les particules fines et le SO_2, lesquels sont les principaux responsables de phénomènes tels que le smog et les pluies acides. La figure suivante présente les émissions relatives de polluants atmosphériques par type d'énergie.

Figure 3- Émissions relatives de polluants atmosphériques



Source : Centre des technologies du gaz naturel

Sur le plan des émissions de polluants atmosphériques, le gaz naturel offre donc une performance remarquable et constitue une pièce maîtresse évidente en matière de mitigation des problèmes de smog, de pluies acides et de santé publique.

4.1 COÛTS MOINDRES DU GAZ NATUREL POUR L'ACHAT D'UNITÉS D'ÉMISSIONS

En novembre 2009, tel que mentionné dans le rapport de KPMG-SECOR[15], 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 2020. Le 1er janvier 2013, le Québec a ainsi mis en place un marché du carbone de type « plafonnement et échange »), le *Système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES* où un plafond d'émissions de GES est fixé annuellement, et où les émetteurs doivent réduire leurs émissions ou acquérir des unités d'émission nécessaires à combler l'écart.

Par la suite, le 13 novembre 2013, le gouvernement du Québec a ratifié l'entente qu'il avait conclue en septembre 2013 avec le California Air Ressources Board concernant l'harmonisation

[15] R-3900-2014, C-GM-GI-0003, Gaz Métro Gazifère-1, Document 1.

et l'intégration des programmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES. Ainsi, les systèmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre de la Californie et du Québec sont liés depuis le 1er janvier 2014.

Tel que présenté à la figure 3, le gaz naturel émet moins de GES pour la même quantité d'énergie que les autres combustibles fossiles. Ainsi, pour une même quantité d'énergie consommée, les utilisateurs de gaz naturel auront à acheter moins de droits d'émission de GES que les utilisateurs d'autres combustibles fossiles. Conséquemment, les coûts sont moindres pour les consommateurs de gaz naturel. Or, le rapport de KPMG-SECOR précise que la mise en place de la bourse du carbone encourage davantage la conversion du mazout vers le gaz naturel en raison du caractère moins polluant[16] de ce dernier.

4.2 REMPLACEMENT DES PRODUITS PÉTROLIERS DANS LE TRANSPORT

Considérant que le secteur du transport est responsable de 42,5 % de toutes les émissions de GES au Québec et que seulement 4 % des véhicules, soit les camions lourds de marchandises et les véhicules de dessertes urbains, sont responsables de plus de 30 % des émissions liées au transport routier, il est impératif de mettre de l'avant des solutions pour les véhicules lourds.

Le bilan de GES du Québec est grandement influencé par les émissions du transport de marchandises, notamment en raison de l'immensité du territoire et de la faible densité de population. Les moteurs fonctionnant au gaz naturel permettent une réduction allant jusqu'à de 25 % des émissions de GES (versus le diésel), grâce à une technologie déjà disponible sur le marché et de plus en plus utilisée. Le recours au gaz naturel comme carburant fait d'ailleurs partie de la stratégie pour les carburants propres présentée par la Commission européenne[17].

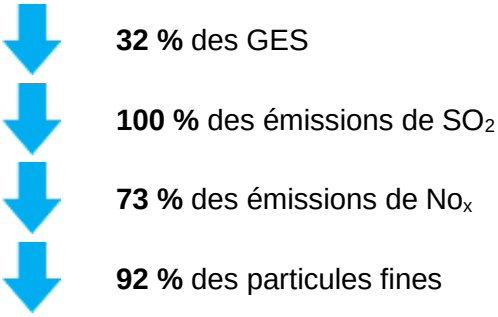
Compte tenu de ces avantages, la demande pour ce type de moteur est grandissante. D'ailleurs, la firme d'experts KPMG-SECOR prévoit que les besoins en gaz naturel du secteur des transports seront en forte croissance pour atteindre 243 Mm^3 à l'horizon 2030.

[16] R-3900-2014, C-GM-GI-0003, Gaz Métro Gazifère-1, Document 1.
[17] Commission européenne, 24 janvier 2013.

4.3 REMPLACEMENT DU MAZOUT ET DU DIÉSEL DANS LE DOMAINE INDUSTRIEL

Plusieurs usages industriels nécessitent une flamme directe que le gaz naturel ou le mazout peuvent fournir. Fort heureusement, le gaz naturel, la plus propre des deux énergies, est également l'énergie la plus concurrentielle.

Figure 4 - Le gaz naturel : un allié pour déplacer le mazout lourd



Sur le plan environnemental, le gaz naturel est un allié précieux. En remplacement des produits pétroliers, qui sont beaucoup plus émissifs, il permet aux industries de contribuer aux objectifs ambitieux du Québec en matière de réduction de CO_2, ainsi qu'aux exigences du Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre tel que mentionné précédemment.

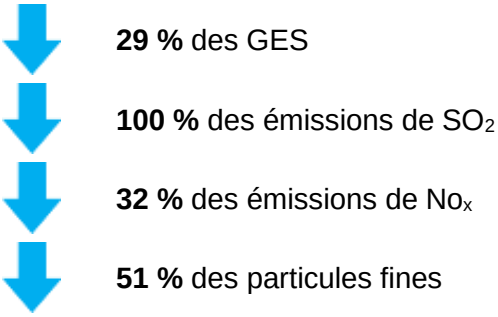
En effet, le gaz naturel émet 32 % moins de GES que le mazout lourd et entre 70 et 99 % moins de polluants et de particules fines.

L'étude de KPMG-SECOR permet de conclure que les besoins des régions non desservies sont de l'ordre de 855 Mm³ en 2030. En plus des avantages économiques mentionnés précédemment, des bénéfices environnementaux importants seraient engendrés par l'utilisation du gaz naturel afin répondre à ces besoins industriels.

4.4 REMPLACEMENT DU MAZOUT LÉGER (N^0 2) PAR LE GAZ NATUREL

Bon nombre de commerces, industries, institutions et résidences utilisent encore le mazout léger communément appelé « huile à chauffage ». Comme c'est le cas avec le mazout lourd, la substitution de ce type d'hydrocarbure par du gaz naturel engendre des bénéfices environnementaux importants.

Figure 5 - Le gaz naturel : un allié pour déplacer le mazout léger



À cela, il faut aussi ajouter les importantes économies que procure l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage de l'eau et de l'air en comparaison à « l'huile à chauffage ». Dans le secteur résidentiel, selon la taille de la résidence, l'année de sa construction et de l'efficacité énergétique des appareils en place, les économies varient en 2014 entre 38 % et 49 %. Dans les secteurs commercial, industriel et institutionnel, les économies ont varié de 44 % à 55 %, pour une consommation annuelle de 100 000 m³ ou moins. Dans le contexte de précarité budgétaire que vivent plusieurs institutions publiques, le gaz naturel constitue une piste de solution plus qu'intéressante afin de diminuer les coûts énergétiques.

5 ENJEUX DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS

Gaz Métro, en tant que distributeur gazier au Québec, doit prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer la fiabilité d'approvisionnement de ses clients, et ce, en optimisant les coûts associés.

Dans ce cadre, Gaz Métro soumet annuellement, pour approbation par la Régie, un plan d'approvisionnement sur un horizon de quatre années composé de la demande projetée de sa clientèle et du portefeuille d'outils nécessaires afin de combler cette demande. Par ailleurs, en cours d'année, Gaz Métro suit l'évolution de la demande et est à l'affût des opportunités d'approvisionnement qui se présentent dans le marché. Le cas échéant, elle prend les mesures nécessaires afin d'alimenter les ménages et entreprises québécoises.

Les prochaines sections présentent le marché de l'Amérique du Nord, les capacités transports vers le Québec et la fenêtre d'opportunité en lien avec les enjeux des approvisionnements gaziers.

5.1 LE MARCHÉ DE L'AMÉRIQUE DU NORD : HORIZON 2030

Le marché nord-américain doit être considéré dans son ensemble afin de bien comprendre la dynamique des approvisionnements gaziers. Ce marché est entre autres composé de trois carrefours d'échange importants en Amérique du Nord ; Henry Hub, situé en Louisiane, AECO, situé en Alberta et Dawn, situé en Ontario. Le prix du gaz naturel à chacun des carrefours reflète en grande partie l'équilibre de l'offre et de la demande continentale tout comme il est influencé par les conditions régionales de marché.

Afin de comprendre le marché de l'Amérique du Nord, les prochaines sections présentent la révolution du marché lié à la découverte et à l'exploitation des abondants bassins de gaz de shale, la production canadienne et américaine de gaz naturel, la production de Marcellus et d'Utica, le carrefour d'échange à Dawn et son prix ainsi que la nouvelle dynamique dans le transport.

5.1.1 La révolution du gaz de shale

Le marché gazier continental s'est littéralement transformé à la suite de la croissance de la production de gaz de shale. Rappelons qu'avant 2007, la production gazière, laquelle reposait essentiellement sur le développement des réserves classiques, était en déclin. L'Amérique du Nord comptait alors sur des importations de gaz naturel liquéfié pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Or, les technologies de forage horizontal et le fractionnement hydraulique présents depuis de nombreuses années ont été utilisés à plus grande échelle depuis 2007 et ont contribué à la modification significative du marché gazier. En effet, ces améliorations technologiques ont permis de rentabiliser le développement des ressources gazières non conventionnelles issues des gisements de gaz et pétrole de shale.

5.1.2 Production gazière canadienne

La production gazière canadienne s'est concentrée principalement dans les provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique à la suite de la découverte d'importants gisements de pétrole brut et de gaz naturel survenue au cours des années 1950. D'ailleurs, dans l'objectif de rapprocher le bassin de production de l'ouest canadien et les marchés de consommateurs situés dans l'Est du

pays, le gouvernement canadien a encouragé, dès 1956, la construction d'un gazoduc traversant le Canada et reliant ces deux marchés.

Plus récemment, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) est passé d'une production de gaz naturel de 17 Bcf/jour en 2001 à un creux de 13,5 Bcf/jour en 2013[18]. Malgré le creux obtenu en 2013, Wood Mackenzie entrevoit une croissance de la production dans plusieurs bassins de shale situés dans les provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ainsi que dans la production émanant de l'exploitation de bassins de source conventionnelle grâce au forage horizontal.

Selon Wood Mackenzie, la production canadienne de gaz naturel connaîtrait une augmentation jusqu'à l'horizon 2030 pour atteindre un volume de 22,6 Bcf/jour dont le tiers serait attribuable aux ressources de shale. Il est à noter que la croissance prévue de la production canadienne serait principalement destinée à alimenter des projets de liquéfaction de gaz naturel à des fins d'exportation puisque les écarts de prix du gaz naturel entre l'Amérique du Nord et le marché mondial pourraient mener à la réalisation de plusieurs projets d'exportation de GNL. D'ailleurs, l'ONÉ a récemment autorisé plus de 18 Bcf/jour de capacité d'exportation à différents projets d'exportation de GNL. De ces projets, trois pourraient voir le jour d'ici 2030 selon Wood Mackenzie. Plus précisément, il s'agit des projets de Kitimat GNL, de Pacific NorthWest GNL et de GNL Canada. Alors, toujours selon Wood Mackenzie, les exportations canadiennes de gaz naturel liquéfié pour les marchés asiatiques devraient alors atteindre 4,4 Bcf/jour.

5.1.3 Production gazière américaine

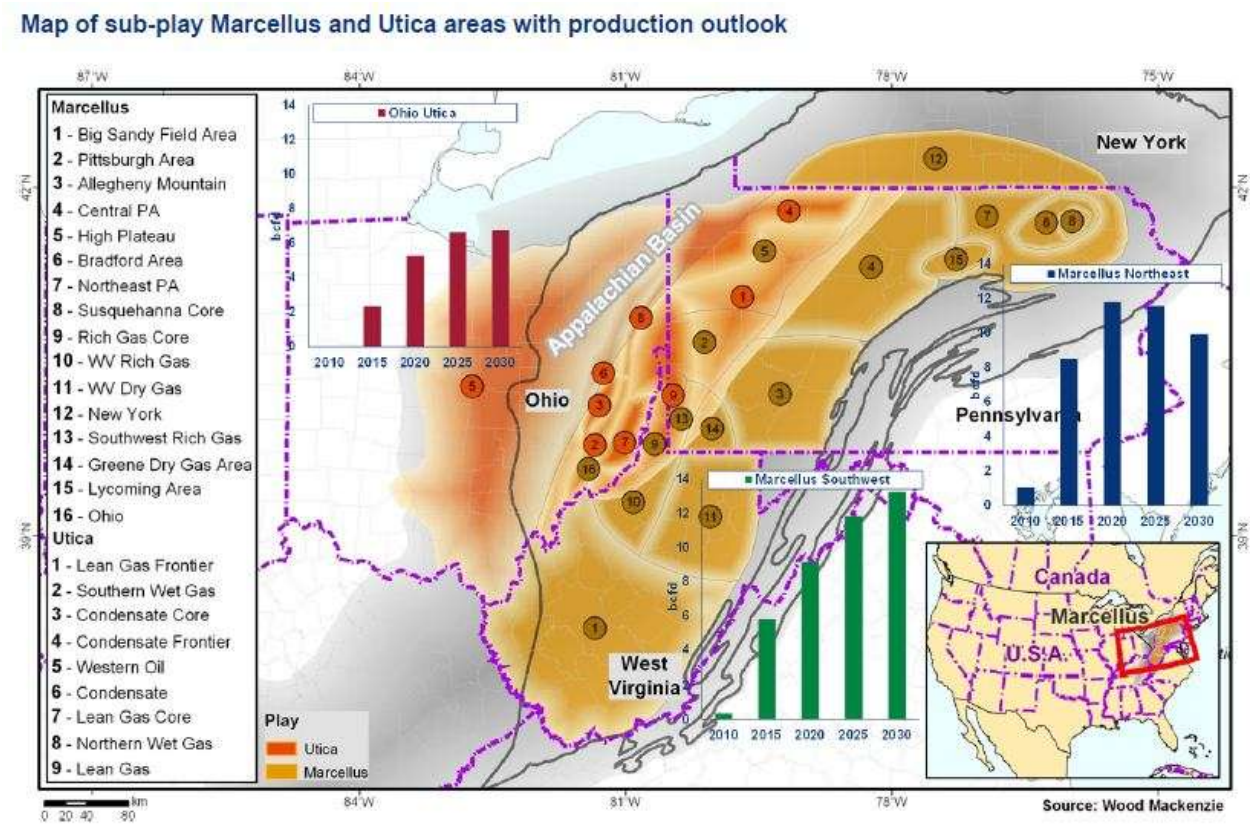
Dans son rapport, Wood Mackenzie précise qu'il existe d'abondantes ressources de gaz naturel avec de faibles coûts de production aux États-Unis. Ainsi, la production américaine devrait demeurer en croissance et atteindre 84,1 Bcf/jour en 2020 pour culminer à 107,4 Bcf/jour en 2030. L'abondance de la ressource devrait continuer d'exercer une pression à la baisse sur le prix de fourniture à Henry Hub. Par ailleurs, Gaz Métro observe que même si l'hiver de 2013-2014 s'est avéré être le plus froid des trente dernières années, les contrats à terme sur les prix ne montrent pas de tendance haussière du coût du gaz naturel à long terme.

[18] R-3900-2014, C-GM-GI-0004, Gaz Métro- Gazifère-1, Document 2.

5.1.3.1 Production de Marcellus et d'Utica

La production dans le nord-est des États-Unis représente environ 24 % en 2014 de la production totale américaine et devrait atteindre 33 % d'ici 2020. Cette région comprend entre autres les importants bassins gaziers de Marcellus et d'Utica illustrés à la figure suivante. Ceux-ci devraient respectivement ajouter à l'offre américaine, 12,4 Bcf/jour entre 2014 et 2020, et 3,7 Bcf/jour entre 2021 et 2030.

Figure 6- Bassins de Marcellus et d'Utica



Source : Wood Mackenzie

Ainsi, le bassin gazier de Marcellus continuerait d'être le chef de file dans la production de gaz naturel en Amérique du Nord avec un volume moyen près de 13 Bcf/jour en 2014 alors qu'en 2008, sa production était pratiquement inexistante. Wood Mackenzie anticipe d'ailleurs une croissance des volumes de production dans l'horizon 2030[19].

[19] R-3900-2014, C-GM-GI-0004, Gaz Métro- Gazifère-1, Document 2.

5.1.4 Le carrefour d'échange à Dawn

Localisé à proximité des bassins gaziers du nord-est des États-Unis, le carrefour d'échange de gaz naturel à Dawn est un des plus importants en Amérique du Nord. Ce carrefour d'échange, relié au réseau de TCPL, est situé dans le sud-ouest de l'Ontario et est alimenté par une dizaine de pipelines américains. Tel qu'illustré à la figure suivante, la position stratégique du carrefour d'échange à Dawn offre un accès direct à la plupart des grands bassins d'approvisionnement en Amérique du Nord soit le BSOC (bassin traditionnel de l'Ouest canadien), le «Mid-Continent», les Rocheuses américaines et le golfe du Mexique ainsi que les bassins de Marcellus et d'Utica.

Figure 7 – Carrefour d'échange à Dawn

Source : Union Gas

L'ampleur de la substitution du gaz de l'Ouest canadien par le gaz naturel de Marcellus et d'Utica sur le marché de l'Est du Canada dépendra de la mise en place d'infrastructures pour le transporter. En effet, plusieurs projets permettant d'accroître la connexion entre Dawn et les bassins de Marcellus et Utica sont à l'étude. Il est à noter que Wood Mackenzie entrevoit, dès

novembre 2015, une augmentation des importations de gaz américain au point de Niagara et, à compter de 2016, par l'intermédiaire de Chippawa[20].

Figure 8 – Infrastructures en périphérie du carrefour d'échange à Dawn

Source : Union Gas

Le carrefour de Dawn est un marché liquide qui offre des approvisionnements fiables, diversifiés et à des prix compétitifs grâce à une offre abondante de gaz naturel en provenance du Nord-Est américain. Par ailleurs, sa situation géographique étant beaucoup plus près du Québec, l'approvisionnement du marché québécois par ce carrefour permet de réduire les coûts de transport vers le Québec comparativement au point d'approvisionnement d'Empress situé en Alberta. Il est à noter que le carrefour de Dawn est construit autour d'une série de grandes installations d'entreposage en Ontario. Ces installations offrent 293 PJ de capacité d'entreposage et plus de 6 PJ de retrait de gaz naturel en pointe. Gaz Métro utilise l'entreposage pour assurer la fiabilité de son service en période hivernale.

[20] R-3900-2014, C-GM-GI-0004, Gaz Métro- Gazifère-1, Document 2

5.1.5 Prix au carrefour de Dawn

Selon les prévisions de Wood Mackenzie sur l'horizon 2015-2030[21], le prix moyen à Dawn serait de 4,90 $US/MMBtu, et serait donc, contrairement aux prix historiques, moins cher que le prix moyen à Henry Hub dès 2021.

Depuis quelques années, le différentiel de prix de fourniture entre AECO et Dawn a diminué de façon substantielle. Ainsi, il est maintenant plus économique d'acheter directement à Dawn et d'utiliser le transport de courte distance que d'acheter la fourniture à AECO et de le transporter sur le territoire de Gaz Métro. Wood Mackenzie prévoit d'ailleurs que la meilleure option pour les consommateurs de l'Est canadien à long terme demeurera de s'approvisionner par l'intermédiaire du carrefour Dawn[22].

5.1.6 Un déplacement des approvisionnements à l'avantage des consommateurs

Le déplacement vers un approvisionnement en gaz naturel à proximité du marché de consommation est une tendance observée dans le marché gazier. En effet, la grande quantité de gaz naturel à prix compétitif, a révolutionné le marché en Amérique du Nord et de nouveaux flux gaziers ont été créés par le renversement de certains pipelines existants. Ainsi, le transport longue distance a été segmenté et remplacé par du transport courte distance.

Cette nouvelle dynamique dans le transport permet des économies. Ces dernières découlent de la substitution du transport longue distance par du transport courte distance tel que souligné par Wood Mackenzie dans l'extrait suivant:

> *« Access to eastern Canadian receipt points, using the Settlement tolls, will save natural gas consumers who shift their procurement from long-haul, Empress-based transportation to short-haul, eastern receipt point based transportation (assuming 75% purchased at Dawn and 25% at Niagara/Chippawa) an average of approximately CDN $0.66 per Dth per day in overall landed cost based on a 100% load factor. A consumer utilizing only 80% load factor will save an additional CDN $0.25 per Dth per day in landed cost, for a total savings under the Settlement Toll scenario of CDN $0.91 per Dth per day. These savings are compared to long haul compliance tolls in an environment without access to incremental short haul capacity.* [23]»

[21] R-3900-2014, C-GM-GI-0004, Gaz Métro- Gazifère-1, Document 2
[22] R-3900-2014, C-GM-GI-0004, Gaz Métro- Gazifère-1, Document 2.
[23] ONÉ, RH-001-2014, Appendix C, Written Evidence of Wood Mackenzie, 4 juillet 2014, p.24.

5.1.7 Un déplacement des approvisionnements supporté par les régulateurs

La Commission de l'énergie de l'Ontario a décrit les avantages découlant d'un accès accru à Dawn, plus près du marché de consommation, lors de l'approbation des projets d'Enbridge GTA et de celui de Parkway d'Union Gas,:

> *« The project is part of a group of projects, including Enbridge's GTA Segment A pipeline and TransCanada's proposed King's North pipeline that will facilitate greater flows of mid-continent natural gas into Dawn for transportation to downstream markets. The projected benefits of these projects stem <u>from an enhanced diversity of supply, gas costs savings, and enhanced liquidity at Dawn</u>.[24] »*
>
> *« Furthermore, <u>Ontario gas consumers will obtain additional certainty through this project concerning their access to alternative supply sources</u>. The project will provide access to more supply and to more sources of supply while retaining market access to existing WCSB supplies. That is a clear benefit to Ontario consumers, and is a positive element in relation to the economic viability of the project. <u>Supply diversity enhances security and has the tendency to lower gas prices from what they would otherwise be if market continued to rely on fewer sources</u>[25].»*
>
> *« Even if gas costs savings do not materialize, <u>the project is justified on the grounds of enhanced security and diversity of gas supply, and the contribution that the project will make to enhance a competitive natural gas market in Ontario through increased liquidity at Dawn</u>[26]. »*
>
> *« The Board finds that Enbridge's Segment A and the Parkway Gate Station alleviate a key transmission bottleneck, enable switching from long haul to short haul transportation services, and <u>provide efficiency and optimization benefits through shared transportation and distribution use</u>.[27]»* (nos soulignés)

Par ailleurs, Gaz Métro a déposé en 2012 une demande d'autorisation auprès de la Régie visant à déplacer sa structure d'approvisionnement d'Empress vers Dawn. Dans sa décision D-2012-175 la Régie a autorisé ce déplacement à compter du 1er novembre 2015, et a reconnu ses avantages :

> *« La Régie reconnaît également la logique fondamentale à préférer un approvisionnement à proximité du territoire de Gaz Métro plutôt qu'un approvisionnement à 3 000 kilomètres. »*
>
> *« La Régie juge que la solution de déplacer la structure d'approvisionnement à Dawn est avantageuse en raison de sa flexibilité. Elle permet à Gaz Métro et à ses clients de profiter des économies que peuvent procurer les approvisionnements du Nord-Est américain, tout en gardant la possibilité de s'ajuster au besoin et de contracter, par exemple, à Empress, s'il y a avantage à le faire. »*

---

[24] Commission de l'énergie de l'Ontario Co Décisions EB-2012-0451, EB-2012-0433 and EB-2013-0074, 30 janvier 2014, p.22

[25] Commission de l'énergie de l'Ontario, Décisions EB-2012-0451, EB-2012-0433 and EB-2013-0074, 30 janvier 2014, p.29

[26] Commission de l'énergie de l'Ontario, Décisions EB-2012-0451, EB-2012-0433 and EB-2013-0074, 30 janvier 2014, p.30

[27] Commission de l'énergie de l'Ontario, DécisionsEB-2012-0451, EB-2012-0433 and EB-2013-0074, 30 janvier 2014, p.41-42

> «…*la Régie approuve la proposition de Gaz Métro de déplacer la structure d'approvisionnement d'Empress à Dawn.*[28] »

Forte de cet appui, Gaz Métro a participé à des appels d'offres et obtenu, auprès d'Union Gas et de TCPL, des capacités de transport entre Dawn et sa franchise prévues entrer en vigueur le 1er novembre 2015. Il est à noter que le respect de ces engagements requerrait la construction de capacité additionnelle sur le tronçon reliant Dawn à Maple, tel qu'illustré à l'annexe 2.

Gaz Métro rappelle que l'accès au carrefour d'échange à Dawn favorise un approvisionnement en gaz naturel à prix concurrentiel, sécuritaire et diversifié.

5.2 CAPACITÉS DE TRANSPORT VERS LE QUÉBEC

L'accès du Québec à un approvisionnement en gaz naturel à prix concurrentiel est présentement limité. Le contexte à l'égard de la contrainte de capacité de transport vers le Québec est influencé et évolue en fonction de la refonte des tarifs de transport de TCPL, la décision RH-003-2011 de l'ONÉ, l'ajout de nouvelle capacité et la décision RH-001-2014 à venir sur l'Entente négociée entre TCPL et les trois principaux distributeurs de l'Est canadien.

5.2.1 Refonte des tarifs de transport de TransCanada

D'entrée de jeu, il est important de noter que Gaz Métro est depuis toujours captive du réseau principal de TCPL puisqu'il n'y a pas d'autres fournisseurs de transport vers son territoire. De ce fait, Gaz Métro réserve des capacités de transport ferme vers sa franchise auprès de TCPL afin de respecter ses obligations à l'égard de sa clientèle.

Au cours des dernières années, les tarifs de transport de TCPL ont subi des hausses significatives. Ainsi, entre 2007 et 2011, les tarifs sont passés de 0,99 $/Gj à 2,24 $/Gj. Ces hausses tarifaires s'expliquent, entre autres, par le fait que les volumes globaux transportés sur le réseau de TCPL ont connu une baisse significative au cours des dernières années et qu'ils sont appelés à continuer de décroître, non pas en raison d'une baisse de la demande, mais plutôt à la suite de la migration des besoins de transport longue distance vers le transport courte distance. Les coûts de TCPL étant majoritairement fixes, cette baisse des volumes a créé une

[28] D-2012-175, par. 47, 49 et 54

pression soutenue à la hausse sur les tarifs de transport pour les utilisateurs restants, dont les consommateurs québécois.

5.2.2 Décision RH-003-2011

En septembre 2011, TCPL a déposé une requête tarifaire à l'ONÉ pour les exercices 2012 et 2013 pour tenter de pallier les impacts de la baisse des volumes sur son réseau mentionné à la section précédente. Cette demande visait à revoir en profondeur les principes tarifaires.

Ainsi, en mars 2013, l'ONÉ a rendu une décision par laquelle elle a rejeté de nombreux éléments importants de la requête tarifaire de TCPL. L'ONÉ a néanmoins approuvé une hausse du taux de rendement de TCPL et autorisé des tarifs pluriannuels fixes applicables jusqu'en 2017.

Par cette décision, l'ONÉ a créé un nouveau modèle tarifaire pour le réseau principal de TCPL et est venue fixer les droits de transport à un niveau juste et raisonnable pour les expéditeurs, dont Gaz Métro fait partie. L'ONÉ reconnaissait par ailleurs que l'exode des derniers clients détenant du transport longue distance sur le réseau de TCPL pourrait ultimement empêcher cette dernière de recouvrer certains coûts :

> *« L'Office a déjà défini la matérialisation du risque fondamental pour le réseau principal comme le moment où le débit du réseau diminue au point où les droits résultants excèdent ce que le marché est prêt à payer. Il avait souligné que si cette situation se produisait, il ne serait plus en mesure de protéger le réseau principal et celui-ci ne pourrait peut-être pas recouvrer intégralement ses coûts[29] »*

Les tarifs longue distance étant supérieurs aux tarifs courte distance, dès qu'un expéditeur convertit un contrat longue distance en un contrat courte distance, cela se traduit en une perte de revenus pour TCPL. Le transporteur a notamment fait état de cette situation lors de la conférence technique du 9 octobre 2013 devant la Commission de l'énergie de l'Ontario :

> *« Now, the NEB decision resulted in a number of good outcomes. […] But the decision has also raised a number of complexities that we in the industry have not faced in the past. For example, the obligation to maximize revenues makes it very difficult for us to embrace the conversion of long-haul to short-haul. As you will have seen from some of our previously filed materials, <u>changing from long-haul to short-haul reduces revenues for those volumes by about a ratio of 8:1. So, there's a significant loss of revenue opportunity if volumes move from long-haul to short-haul</u>». (nos soulignés)*

[29] ONÉ, RH-003-2011, Décision, p. 47.

Dans sa décision RH-003-2011 l'ONÉ a prévu des outils visant à permettre l'adaptation de TCPL à la nouvelle réalité de la régionalisation du transport et l'attrait pour le transport courte distance. L'ONÉ allouait ainsi à TCPL une flexibilité dans la tarification des services discrétionnaires pour le transport ferme de moins d'un an (STFT) et de transport interruptible (IT) afin de lui permettre d'augmenter ses revenus. Conséquemment TCPL est devenue libre de choisir la façon dont la capacité disponible sera rendue disponible et à quel prix plancher les services discrétionnaires seront fixés.

L'ONÉ reconnaissait également que le pipeline était sous-utilisé et que cette nouvelle flexibilité de tarification permettrait à TCPL d'obtenir un meilleur prix et ainsi récupérer une portion des coûts annuels de la capacité qu'elle détenait pour tous ceux utilisant ladite capacité durant une période donnée.

Enfin, l'ONÉ a aussi statué que TCPL n'avait pas d'obligation de desservir les clients, et de ce fait, n'était pas obligée d'accroître sa capacité de transport.

> *« Le réseau principal n'a pas de zone de desserte, et TransCanada n'est pas tenue par la loi de desservir des clients dans une région donnée. Les certificats d'utilité publique confèrent un droit à TransCanada, non pas une obligation, de construire des installations pour le transport de gaz.[30] »*

5.2.3 Impact marquant de la décision RH-003-2011

L'effet le plus marquant de la Décision RH-003-2011 fut sans conteste de créer de grandes difficultés pour les distributeurs de l'Est à se procurer les capacités de transport essentielles afin de desservir leur franchise à des conditions jugées acceptables.

Dès la réception de la décision RH-003-2011, TCPL a officiellement avisé Gaz Métro qu'elle n'obtiendrait pas les capacités de transport courtes distances sur lesquelles celle-ci comptait afin d'alimenter sa franchise à partir du 1er novembre 2015. En effet, TCPL ne comptait plus réaliser son projet de construction entre Parkway et Maple tel que prévu avant l'émission de la Décision RH-003-2011.

Face au besoin insistant du marché afin d'obtenir et sécuriser les approvisionnements dont il avait besoin, TCPL a toutefois lancé, le 28 juillet 2013, un appel de soumission pour de la nouvelle capacité qui aurait été disponible le 1er novembre des années 2015 et 2016. Les tarifs cependant

[30] ONÉ, RH-003-2011, Décision, p.42.

offerts par celle-ci pour le transport courte distance étaient des plus prohibitifs. En effet, ce transport était offert aux mêmes tarifs que le transport longue distance.

En réaction aux conditions fixées par TCPL, Gaz Métro et les distributeurs de gaz naturel de l'Ontario, Enbridge Gas Distribution Inc. (EGDI) et Union Gas Limited (Union), ont cru nécessaire d'aviser le régulateur Fédéral, soit l'ONE, par le dépôt d'une plainte dénonçant les conditions offertes par TCPL et soulignant le climat d'incertitudes sans précédent qui régnait dans l'Est du pays.

5.2.4 Enjeux de transport vers la franchise

Un approvisionnement en gaz naturel continu, sécuritaire, fiable, diversifié et à des prix compétitifs est crucial au succès de n'importe quel distributeur gazier. Or, la localisation géographique du Québec fait en sorte que tout approvisionnement lui étant destiné doit passer physiquement dans le Triangle de l'Est. Celui-ci est illustré à l'annexe 2.

Le réseau gazier canadien a initialement été construit dans l'objectif de permettre les échanges entre la ressource abondante à prix abordable de l'Ouest et les consommateurs de l'Est. Aujourd'hui comme hier, un accès à du gaz naturel à prix abordable demeure une priorité afin de soutenir l'économie du Québec et lui permettre de croître. D'ailleurs l'Association des consommateurs industriels de gaz («ACIG») a indiqué que les clients industriels de l'Ontario et du Québec reconnaissent l'importance et la valeur de l'accès en temps opportun à une source d'approvisionnement à proximité de leurs installations[31].

La capacité additionnelle initialement prévue pour le 1er novembre 2015 visait justement à désengorger le goulot d'étranglement entre Parkway et Maple. Ce dernier est une barrière physique, limitant l'accès au gaz naturel à prix compétitif et à proximité du Québec qu'est le carrefour de Dawn et ce problème se devait d'être résolu d'une manière ou d'une autre.

5.2.5 Efforts afin de désengorger le goulot d'étranglement et conflits inhérents

Les distributeurs de l'Est ont déployé maints efforts pour ajouter de la capacité de transport et ainsi désengorger le goulot d'étranglement sur le tronçon entre Parkway et Maple qui limitait

[31] ONÉ, RH-001-2014, Réponse de l'ACIG à la demande de renseignement de l'ONE 1.1a)

l'accès du Québec au carrefour d'échange à Dawn. Voici d'ailleurs quelques faits marquants de l'été 2013:

1. Le 24 juillet 2013, Enbridge a lancé un appel de soumission pour offrir de la capacité entre Parkway et Albion (GTA Project).

2. Le 31 juillet 2013, Gaz Métro et Union Gas ont annoncé un appel de soumissions exécutoire (binding open season) pour un projet menant à la construction d'un nouveau gazoduc entre Albion et Maple, complétant l'offre de capacité proposée par Enbridge sur le tracé critique à désengorger.

3. Lors de cette même journée, Gaz Métro et Union Gas ont aussi déposé une demande d'accès à l'ONÉ afin de forcer TCPL à offrir la capacité existante entre Maple et les marchés de consommateurs, dernière étape qui aurait permis au Québec d'accéder davantage au carrefour de Dawn, tel que souhaité.

4. Par la suite, TCPL a déposé une poursuite de 4,5 milliards de dollars contre Enbridge Gas distribution dans le cadre de son projet de contournement, ajoutant aux incertitudes liées aux litiges opposant les différents acteurs de l'industrie impliqués.

5.2.6 L'Entente négociée

Constatant l'ampleur du climat d'incertitudes nuisible à l'industrie ainsi qu'au développement économique de l'Est du Canada et ne pouvant qu'être exaspérées par les confrontations en cours, les trois distributeurs de l'Est, Gaz Métro, Enbridge Gas Distribution, Union Gas ont débuté des négociations avec TCPL afin de trouver une solution viable pour tous, susceptible de restaurer l'efficience dans le marché.

En septembre 2013, une telle entente de principes (ci-après l'Entente) a été conclue aux termes de laquelle TCPL s'engageait notamment à construire des capacités de transport suffisantes pour permettre l'accès au carrefour de Dawn.

L'Entente représente une solution globale permettant de réconcilier les buts et objectifs légitimes poursuivis par les différents acteurs impliqués, soit: le maintien de la capacité des distributeurs

gaziers à desservir leur clientèle actuelle et future, l'opportunité raisonnable pour TCPL de récupérer ses coûts et ses investissements, le droit d'un expéditeur sur le réseau de TCPL de déterminer ses sources d'approvisionnement ainsi que le droit pour ces mêmes clients de TCPL d'accéder à des services justes, raisonnables et non discriminatoires.

Dans le cadre de cette Entente, TCPL s'est engagée à aller de l'avant avec la construction des infrastructures supplémentaires permettant notamment d'offrir des capacités de transport additionnelles destinées au marché de l'Est du Canada, assurant l'accès au carrefour de Dawn par le Triangle de l'Est. D'ailleurs, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ le projet Kings' North[32] le 15 août 2014.

En effet, cet accès permettra à Gaz Métro de s'approvisionner près de son marché et de sécuriser des sources d'approvisionnement plus flexibles, et ce, à meilleur coût pour ses clients dont la facture énergétique est directement influencée par le prix d'achat et de transport de la molécule de gaz naturel.

L'Entente, telle que déposée à la Régie[33], a aussi été déposée auprès de l'ONÉ le 20 décembre 2013 afin qu'une décision soit rendue le plus tôt possible.

Des audiences publiques ont lieu au cours du mois septembre 2014 et une décision est attendue d'ici la fin de l'année 2014. Dans un tel contexte, l'entrée en vigueur de l'Entente est espérée et prévue au premier trimestre de l'année 2015.

Gaz Métro tient à souligner que les délais dans la mise en œuvre de l'Entente plus long qu'espérés et bien que compréhensibles, sont venus accentuer le climat d'incertitudes dans les marchés ainsi que le niveau de risque entourant la sécurité d'approvisionnement pour sa clientèle. Les répercussions de ces délais sont négatives pour le Québec ainsi que pour l'ensemble de l'industrie gazière canadienne. Ces délais menacent l'implantation de nouvelles industries au Québec.

[32] ONÉ, TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) Section 58 Application for the King's North Connection Pipeline Project (Project), 15 août 2014.
[33] R-3837-2013, B-0247, Gaz Métro-2, document 29.

5.3 FENÊTRE D'OPPORTUNITÉ

Tel que mentionné précédemment, le développement économique du Québec requiert un approvisionnement en gaz naturel sécuritaire, fiable, et à des prix compétitifs et celui-ci est disponible au carrefour d'échange à Dawn. Cependant, les contraintes de transport sur le réseau de TCPL entre Parkway et Maple dans le Triangle de l'Est font en sorte que l'accès au carrefour de Dawn est limité.

Dans son rapport, KPMG-SECOR prévoit une croissance de la demande en gaz naturel au Québec à l'horizon 2030[34], mais celle-ci ne pourra se réaliser tant que les infrastructures nécessaires à un plus grand accès au carrefour de Dawn ne soient en place. En effet, la persistance de l'incertitude provenant des éléments présentés précédemment nuit à l'émergence et aux initiatives économiques du Québec. C'est d'ailleurs ce qui a été communiqué à l'ONÉ en avril dernier :

> *«The uncertainty around the issues relating to transportation of natural gas and its toll has the potential to derail this investment and send a wrong signal particularly to foreign investors, about the potential of Canada as an investment hub for natural gas based industries.*[35]*»*

Gaz Métro estime possible que certains clients industriels utilisant le gaz naturel soient tentés de déplacer la production de leurs usines ailleurs en Amérique, et ce, afin d'éviter les effets néfastes de l'incertitude. En effet, une entreprise n'accepterait pas de payer plus cher pour un approvisionnement en gaz naturel qu'elle pourrait obtenir à meilleur coût dans une autre région où il n'y a pas de telle contrainte de transport.

Par ailleurs, des projets d'investissement voulant s'établir au Québec pourraient ne pas se concrétiser, à moins d'avoir une certitude d'accès à un approvisionnement fiable, diversifié, liquide et à prix concurrentiels. Ainsi, des mesures doivent être mises en place afin de s'assurer que le Québec demeure concurrentiel comparativement aux secteurs industriels de l'Ontario et du Nord-Est américain.

5.3.1 Les projets de pipelines

Comme mentionné précédemment, Gaz Métro doit accroître son accès à Dawn afin d'assurer un approvisionnement en gaz naturel à prix compétitif alors qu'il y a plus de soixante projets[36] visant

[34] R-3900-2014, C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, document 1.
[35] ONÉ, RH-001-2014 Lettre de Entreprise IFFCO Canada Limitée, 14 avril 2014
[36] ONÉ, RH-2014-001, Appendix C, Written Evidence of Wood Mackenzie, 4 juillet 2014 p.13

l'ajout de capacités de transport vers l'Est américain, le Canada ou encore l'exportation à l'extérieur du continent. Ainsi, en raison du manque de capacité de transport actuel dans le Triangle de l'Est, et à défaut de remédier au problème le plus rapidement possible, l'opportunité d'avoir accès à cette source d'approvisionnement pourrait donc échapper aux consommateurs du Triangle de l'Est.

Le temps est un facteur déterminant tel que cité par Wood Mackenzie :

> *« … if more capacity is not made available to move U.S. Northeast production into eastern Canada, the volumes will be committed to other, more distant markets, making it contractually unavailable to consumers within the EOT region. Many of the capacity commitments being made out of the Marcellus are producers looking to sell their gas. Once they have committed to pipeline capacity that moves away from Canada, they will be unlikely to redirect their gas towards Canada until they produce more gas than can fill their committed transportation capacity. Timing is therefore important for Ontario and Québec consumers to access the abundant supply of the Marcellus and Utica shale formations[37]. » [nos soulignés]*

Ainsi, le Québec est engagé dans une course contre la montre avec d'autres régions et des emplois et des entreprises pourraient être menacés en raison de ces difficultés d'accès à cet approvisionnement.

Le cas de la Nouvelle-Angleterre

À titre illustratif Gaz Métro, qui est propriétaire du plus important distributeur d'électricité et d'un distributeur de gaz naturel au Vermont, souligne que la région de la Nouvelle-Angleterre n'a pas su saisir l'occasion à temps. Les consommateurs de gaz naturel dans la région de la Nouvelle-Angleterre paient actuellement le gaz naturel à des niveaux les plus élevés en Amérique du Nord dû à un manque de capacité de transport. De facto, la croissance de la demande s'est corrélée aux capacités disponibles jusqu'à l'utilisation totale de la capacité existante. Ainsi, ironiquement, les consommateurs situés physiquement le plus près des bassins gaziers de Marcellus et d'Utica ne peuvent pas profiter pleinement de cet approvisionnement.

Cette situation pourrait se résorber éventuellement avec la mise en place de plus grandes capacités de transport, mais ce processus peut être très long. Pour la Nouvelle-Angleterre, il n'y a aucune mise en service de capacité de transport additionnelle prévue d'ici 2016[38]. Dans

[37] ONÉ, RH-001-2014, Appendix C, Written Evidence of Wood MackenzieWood Mackenzie 4 juillet 2014 - page 20
[38] Les projets «Incremental Market Project» de Algonquin Gas Transmission appartenant à Spectra Energy prévu en 2016 & Kinder Morgan a un projet «Northeast Energy Direct- NED» avec une mise en service prévue en 2018.

l'intérim, les consommateurs de la Nouvelle-Angleterre devraient donc s'attendre à subir d'importantes flambées de prix de gaz naturel. Wood Mackenzie note par ailleurs que la Nouvelle-Angleterre est le marché liquide le plus dispendieux au monde pour l'hiver 2014-2015[39].

Afin d'éviter que la situation de la Nouvelle-Angleterre ne se transpose de façon permanente au Québec, des mesures doivent être prises pour que des infrastructures de transport du gaz naturel soient construites le plus rapidement possible afin que le Québec ait accès à la production du Nord-Est américain.

6 LE PROJET ÉNERGIE EST ET SES IMPACTS

Le projet Énergie Est de TCPL génère des enjeux importants quant à la capacité de transport vers la franchise de Gaz Métro. Les prochaines sections décrivent le projet et ses impacts, telles que la diminution de la capacité du réseau de transport de TCPL à desservir les besoins du Québec, et les conséquences pour son économie. La position de Gaz Métro à l'égard du projet, notamment au sujet du transfert par TCPL d'actifs de transport de gaz naturel et la dynamique des prix en journée de pointe, est également traitée.

6.1 DESCRIPTION DU PROJET ÉNERGIE EST

TCPL a fait l'annonce de son projet «Oléoduc Énergie Est » à l'été 2013. Le transporteur a par la suite déposé la description de son projet auprès de l'ONÉ en mars 2014. TCPL propose de construire et d'exploiter un réseau d'oléoduc d'une longueur de 4 600 kilomètres. Ce réseau d'oléoduc transporterait environ 1,1 million de barils de pétrole brut par jour de l'Alberta et de la Saskatchewan vers des raffineries de l'Est du Canada ainsi que vers de nouveaux terminaux maritimes. L'un des deux nouveaux terminaux maritimes sera situé à Cacouna au Québec et l'autre à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Ces deux nouveaux terminaux maritimes permettraient l'exportation du pétrole brut vers les marchés internationaux.

[39] R-3900-2014, C-GM-GI-0004, Gaz Métro- Gazifère-1, Document 2, p.2

Figure 9 – Projet d'Énergie Est

Source : Oléoduc Énergie Est

6.2 DIMINUTION DE LA CAPACITÉ DE TRANSPORT VERS LE QUÉBEC

Notons tout d'abord que l'ensemble des capacités de transport du Triangle de l'Est est actuellement requis pour répondre à la demande de pointe de la clientèle gazière du Québec et de l'Ontario. Ainsi toute conversion de capacité de ce segment en oléoduc viendrait réduire la capacité disponible à un niveau inférieur aux besoins totaux actuellement observables et prévisibles dans les années à venir.

Le projet Oléoduc Énergie Est, dans son état actuel, prévoit convertir une conduite de gaz de 42 pouces du tronçon North Bay-Iroquois de ce segment en oléoduc. Conséquemment, la matérialisation d'un tel projet nécessitera le remplacement de ces capacités préalablement au transfert envisagé afin d'éviter une situation de pénurie de capacités de transport.

Figure 10 - Capacité du Triangle de l'Est (après conversion)

	PJ par jour
Demande actuelle de pointe	3,2
Capacités actuelles	3,2
Capacités du tronçon North Bay-Iroquois	(1,2)
Capacités après la conversion du tronçon North Bay-Iroquois en oléoduc	2,0

6.3 RÉPONSE DE TCPL AU TRANSFERT D'ACTIFS DE GAZ NATUREL

En raison de la conversion d'actifs en gaz naturel nécessaires pour desservir les marchés de l'Est, TCPL a soumis auprès de l'ONÉ, le 8 mai 2014, une description d'un projet d'ajout de conduite sous l'appellation de «Eastern Mainline Project». Dans le cadre de ce projet, TCPL prévoit la construction d'une nouvelle conduite de 36 pouces d'environ 370 km entre la Ville de Markham et le Canton de South Dundas, dans le sud-est de l'Ontario en remplacement de la conduite qu'elle prévoit transférer. Le projet comprendrait également la construction d'installations connexes telles que l'ajout de compresseurs.

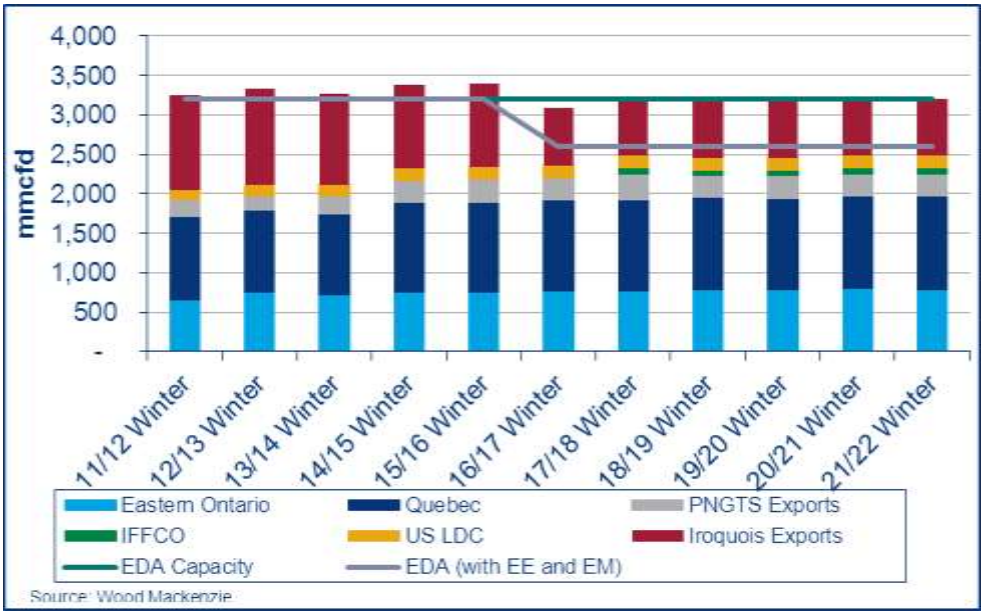
La capacité du tronçon converti par l'Oléoduc Énergie Est ne serait que partiellement remplacé par celle du Projet Eastern Mainline. Ce projet permettrait à TCPL de respecter uniquement ses obligations commerciales associées aux services de transport garantis de gaz naturel sur le réseau principal mais éliminerait toute marge de manœuvre pour les besoins de pointe, la clientèle interruptible et la croissance de la demande. La figure suivante présente la capacité du triangle de l'Est après la conversion du tronçon North Bay-Iroquois en oléoduc et l'ajout des capacités reliées au Projet Eastern Mainline.

Figure 11 - Capacité du Triangle de l'Est (après conversion et remplacement)

	PJ par jour
Demande actuelle de pointe	3,2
Capacités actuelles	3,2
Capacités du tronçon North Bay-Iroquois	(1,2)
Capacités après la conversion du tronçon North Bay-Iroquois en oléoduc	2,0
Capacité du Projet Eastern Mainline	0,6
Capacité après la conversion du tronçon North Bay-Iroquois en oléoduc et le remplacement du Projet Eastern Mainline	2,6

À cet effet et tel qu'illustré à la figure suivante, Wood Mackenzie prévoit que la demande dans les marchés des consommateurs situés dans la zone EDA excéderait la capacité de transport résultante totalisant 2.6 PJ par jour, et ce, dès le premier hiver suivant la conversion du gazoduc et l'ajout des capacités associées au Projet Eastern Mainline (2016-2017), et cela sans même considérer la croissance de la demande attendue au Québec d'ici 2030.

Figure 12 - Prévision de la demande en pointe du marché EDA et les capacités de transport[40]



Source : Wood Mackenzie

Tel que mentionné ci-dessus, les besoins du Triangle de l'Est dépasseraient la capacité disponible dès la mise en service du projet Énergie Est, soit l'hiver 2016-2017. Gaz Métro rappelle que la capacité du nouveau tronçon proposé par TCPL sera inférieure (36 po) à la capacité existante (42 po). Dans son projet, l'évaluation de la capacité du tronçon de remplacement a été déterminée sur la base des contrats fermes en vigueur et non sur la base des flux gaziers réels, des besoins de pointe et de la demande interruptible. Gaz Métro est d'avis que TCPL devrait aussi considérer la demande réelle des consommateurs de l'Est de l'Ontario et du Québec et maintenir une marge de manœuvre raisonnable pour la croissance de la demande future du marché.

En résumé, les capacités partielles de remplacement prévues par le projet Eastern Mainline ne permettraient pas de satisfaire la demande en pointe en hiver dans l'Est. Cette situation mettrait en péril le développement économique du Québec et de l'Ontario. De surcroît, les investissements associés au projet Eastern Mainline sont beaucoup plus dispendieux que la valeur des actifs actuels du tronçon North Bay - Iroquois de sorte que ce projet ferait supporter

[40] 1000 mmcfd = 1,05 PJ

d'importants surcoûts pour la clientèle de l'Est, alors qu'elle ne devrait pas assumer les frais pour cette conversion au pétrole.

Dans le contexte où la capacité n'est pas suffisante pour répondre à la demande actuelle, toute nouvelle demande de gaz naturel de la part d'un nouveau client industriel se traduirait en une requête de capacité de transport auprès de TCPL nécessitant jusqu'à trois années avant d'être comblée. Ainsi, avant de consentir à la construction d'infrastructure de transport, TCPL exigerait désormais des assurances de la part du client telles qu'un engagement long terme et des garanties financières. Le manque de capacité à la suite d'Oléoduc Énergie Est apporterait donc un cadre contractuel plus restrictif pour les futurs consommateurs de gaz naturel au Québec ou pour les clients existants désireux d'accroître leur production. Ces nouvelles contraintes additionnelles, causées par le projet d'Oléoduc Énergie Est constitueraient une barrière supplémentaire à l'arrivée ou à la croissance de grands projets industriels au Québec.

Dans ce contexte, Gaz Métro se doit d'exprimer ses préoccupations profondes concernant tout projet proposant la suppression d'une section du gazoduc existant dans l'Est de l'Ontario, vitale à la desserte de la clientèle gazière du Québec, alors que la capacité de transport est totalement requise.

6.4 LA DYNAMIQUE DES PRIX EN JOURNÉE DE POINTE

Le marché du gaz naturel est influencé par la température. Ainsi, durant la période hivernale et de grands froids les besoins sont très élevés et correspondent actuellement à la totalité de la capacité disponible dans le segment le plus critique du Triangle de l'Est. Toute diminution de capacité de transport de ce segment, tel que proposé par le projet Énergie Est, entraînerait inévitablement un déséquilibre entre l'offre et la demande de capacité durant l'hiver. Ce déséquilibre se traduira par une pression importante à la hausse sur les prix du gaz naturel, semblable au phénomène expérimenté lors de l'hiver dernier alors que le marché bénéficiait d'environ 20 % de plus de capacités que ce que TransCanada propose postérieurement au Projet Énergie Est

6.5 IMPACTS DU PROJET ÉNERGIE EST

6.5.1 Clientèle actuelle de Gaz Métro

En limitant les capacités de transport pour desservir uniquement les contrats de services fermes, TCPL éliminerait toute marge de manœuvre de sorte que la demande desservie par du transport non-ferme ne pourrait plus compter sur un approvisionnement en gaz naturel. Ces besoins réels de consommation ne seraient pas considérés par TCPL dans le cadre de son projet EE puisque les capacités nécessaires à la desserte de cette demande disparaitraient du marché.

Ce segment de la clientèle de Gaz Métro devrait alors diminuer sa consommation de gaz naturel pour consommer une énergie alternative plus dispendieuse et polluante. En se limitant uniquement à la demande non-ferme prévue pour l'hiver 2014-2015, une facture supplémentaire d'au moins 95 millions de dollars serait donc absorbée par la clientèle gazière du Québec.

Les clients visés par cet impact verraient leurs factures énergétiques de novembre à mars augmenter jusqu'à 155%.

Sur le plan environnemental, près de 230 millions de litres de mazout seraient nécessaires pour substituer le gaz naturel émettant ainsi près de 725 000 tonnes de GES, soit 288 000 tonnes de plus que la combustion de gaz naturel, impactant de près de 2% l'objectif de réduction de GES du gouvernement du Québec d'ici 2020.

Figure 13 – Cas types de coût supplémentaire et augmentation des GES

Secteur d'activités	Coût supplémentaire ($)	Augmentation des GES (tonnes de CO_2 équivalentes)
Chimie/Pétrochimie	1 829 300	5 021
Édifice gouvernemental	1 743 393	5 455
Hôpital	1 466 934	4 906
Pâtes et papier	2 405 453	7 071
Aluminium	1 559 007	7 069
Total	**9 004 087**	**29 522**

6.5.2 Impact sur les conversions

L'absence de capacité disponible empêcherait les conversions potentielles des clients au mazout vers le gaz naturel. Le tableau suivant présente par marché l'impact moyen annuel par rapport aux conversions mazout[41]. Il s'agit des pertes d'économie ($ et CO2) pour des clients potentiels.

Figure 14 – Pertes d'opportunités annuelles des conversions vers le gaz naturel

Moyenne annuelle	Différentiel		
	Volume m³	Facture $	TCO_2e
Marché commercial	13 682 169	6 868 007	10 516
Marché industriel	48 531 808	19 986 478	72 785
Total	**62 213 977**	**26 854 485**	**83 301**

6.5.3 Impact sur l'implantation de grands projets industriels

L'absence de capacité disponible empêcherait également la réalisation des grands projets industriels anticipés par KPMG-SECOR. Compte tenu de l'importance de l'accès à des approvisionnements en gaz naturel fiables, diversifiés et à prix compétitifs pour la localisation de grands projets industriels, la perte de capacité transports suffisantes et de conditions commerciales favorables et compétitives s'avérerait ainsi une barrière à l'arrivée de grands projets industriels au Québec.

6.6 Position de Gaz Métro à l'égard du Projet Énergie Est

Gaz Métro ne s'oppose pas à la conversion d'actifs sous-utilisés de transport de gaz naturel en actifs de transport de pétrole. Par contre, sur la base de la description des projets proposés par TCPL, Gaz Métro ne peut être en accord avec le transfert d'actifs sur le tronçon North Bay – Ottawa puisqu'ils sont, non seulement utilisés et utiles, mais qu'ils sont essentiels à l'approvisionnement gazier des clients du Québec et au développement économique futur du Québec.

Le projet Énergie Est, tel que proposé, met à risque la sécurité d'approvisionnement de Gaz Métro et augmenterait les coûts à supporter par les consommateurs du Québec. De plus, le projet intensifie le climat d'incertitude actuellement présent dans le marché gazier de l'Est du pays. À

[41] Source KPMG-SECOR

terme, ce climat pourrait nuire à des projets d'investissement futur au Québec et ne favoriserait pas le potentiel de croissance des industries déjà établies au Québec.

Gaz Métro souligne donc qu'à titre de distributeur, elle se doit de prendre toutes les actions et mesures nécessaires pour protéger les intérêts de ses clients actuels et futurs.

7 PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC

Existe-t-il une solution sur le territoire québécois pour pallier à la capacité restreinte en amont? La production de gaz naturel au Québec des quinze prochaines années serait issue de deux sources : le gaz de shale et le gaz naturel renouvelable.

7.1 GAZ DE SHALE

Selon Wood Mackenzie, la production de gaz de shale de l'Utica au Québec débuterait vers 2024 pour augmenter et atteindre près de 300 mmcf/jour en 2030. Cela représenterait plus du tiers de la consommation prévue pour le Québec par KPMG-SECOR. Il s'agirait d'un changement significatif du portrait énergétique du Québec. Gaz Métro aurait alors la possibilité d'ajouter une plus grande diversification dans son portefeuille d'outils d'approvisionnement et de possiblement générer des économies pour les consommateurs de gaz naturel du Québec.

Cependant, KPMG-SECOR[42] mentionne qu'il est clair que l'exploitation des gaz de shale demeure pour le moment fort incertaine en raison notamment des enjeux reliés à son acceptabilité sociale.

7.2 GAZ NATUREL RENOUVELABLE

Le potentiel de gaz naturel renouvelable, tel que précisé par KPMG-SECOR[43], s'appuierait notamment sur la plus récente politique de gestion des résidus[44] du gouvernement du Québec, laquelle interdit aux municipalités l'enfouissement des déchets organiques dès 2020. Cependant, la production de gaz naturel renouvelable au Québec pourrait être entravée par les freins économiques à une telle production pour certaines municipalités du Québec. Même si des projets de valorisation des déchets organiques ont été annoncés, il est possible que cette valorisation ne

[42] R-3900-2014, C-GM-GI-0003, Gaz Métro Gazifère-1, Document 1.
[43] R-3900-2014, C-GM-GI-0003, Gaz Métro Gazifère-1, Document 1.
[44] Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, 2011.

se concrétise malheureusement pas en du gaz naturel renouvelable, et ce pour des raisons économiques[45].

Ainsi, KPMG-SECOR mentionne dans son rapport que le gaz naturel produit au Québec sera insuffisant pour combler les besoins dans les quinze prochaines années. KPMG-SECOR évalue qu'à l'horizon 2030, l'offre intra-Québec qui devrait provenir majoritairement de gaz naturel renouvelable répondrait à seulement 1,4% des besoins estimés.

7.3 CONSTAT SUR LA PRODUCTION AU QUÉBEC

Bien que la production de gaz naturel au Québec puisse éventuellement devenir une source d'approvisionnement significative pour le Québec, l'incertitude demeure quant à la production sur l'horizon de 2030. Gaz Métro considère donc qu'il est essentiel de s'assurer d'avoir accès à des approvisionnements adéquats, fiables, diversifiés et à des prix compétitifs provenant de l'extérieur du Québec pour permettre le développement économique de la province sur l'horizon de 2015 à 2030.

8 OBSTACLE À LA RÉALISATION DE LA DEMANDE

Gaz Métro a identifié un obstacle à la sécurisation de l'approvisionnement des clients, autre que le transport. Cet obstacle est celui de la saturation de certains réseaux de transmission de Gaz Métro.

8.1 SATURATION DE CERTAINS RÉSEAUX DE TRANSMISSION

On comprendra que l'augmentation de la demande de gaz naturel se manifeste autant sur le réseau même de Gaz Métro qu'en amont de ses infrastructures. Déjà, certains tronçons du réseau de Gaz Métro présentent des taux de saturation élevés. Des investissements seront requis afin d'augmenter leur capacité et ainsi répondre adéquatement à la demande actuelle et future.

[45] Union des Municipalités du Québec, 2013.

Sans de tels projets d'investissement, la capacité de répondre à la demande projetée serait impactée, et la réalisation de la demande, telle qu'établie par KPMG-SECOR[46], ne pourrait se matérialiser.

Gaz Métro est d'avis qu'elle, ses parties prenantes et la Régie de l'énergie sauront relever ce défi.

[46] R-3900-2014, C-GM-GI-0003, Gaz Métro Gazifère-1, Document 1.

9 CONCLUSIONS

L'accès à des approvisionnements en gaz naturel fiables, diversifiés et à prix compétitifs a clairement un impact positif déterminant pour l'économie et le bilan environnemental du Québec. À cet égard, l'Entente entre TCPL et les distributeurs de l'Est présentement devant l'ONE permettrait au Québec de bénéficier de ces conditions favorables. Malheureusement, si le projet Énergie Est n'est pas modifié, force est de constater que cet accès sera menacé, dès 2016-2017.

Les conséquences négatives potentielles pour le Québec sont nombreuses :

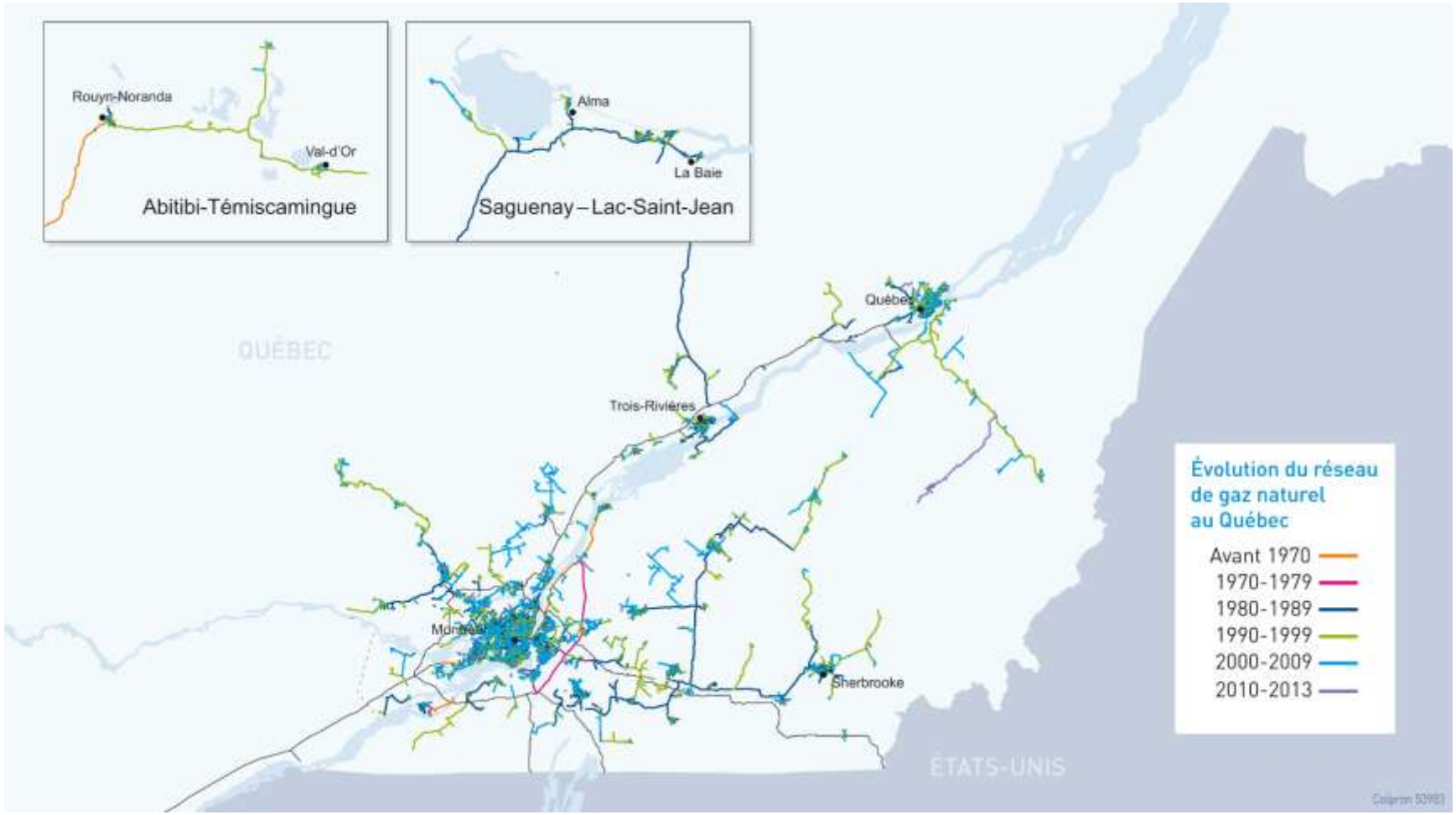
- Des importants consommateurs de gaz naturel devraient avoir recours au mazout (minimum de 95 M$ de surcoût annuel);
- Va à l'encontre des objectifs québécois de réduction des GES (un minimum de 288 000 tonnes de GES supplémentaires annuelles);
- Obstacle aux conversions vers l'énergie plus propre et abordable qu'est le gaz naturel (perte d'opportunité annuelle de 26,8 M$);
- Frein à l'implantation de grands projets industriels.

Dans sa mouture actuelle, le projet Énergie Est frapperait de plein fouet la disponibilité et la compétitivité des capacités de transport de gaz naturel vers le Québec. Les consommateurs actuels de gaz naturel, les ménages, les commerces, les hôpitaux et les industries s'en trouveraient lésés. En outre, tout le futur économique du Québec, son développement en régions ainsi que l'attraction de nouvelles industries, s'en trouverait affaibli. À cela s'ajoute le prix élevé d'un recul environnemental significatif.

Les enjeux du projet Énergie Est pour les approvisionnements gaziers du Québec sont réels et considérables. Les consommateurs québécois méritent très certainement qu'on s'y attarde.

Annexe 1

Figure 15 - Évolution du réseau actuel de Gaz Métro



Annexe 2

Figure 16 - Réseau gazier canadien