Régie de l'énergie

Dossier R-3900-2014

Consultation publique
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 terme

Gérer la pointe, la hausse de la demande et l'aléa prévisionnel haussier de la demande gazière 2015-2030 du Québec

Mémoire

Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique
(AQLPA)
Stratégies Énergétiques (S.É.)

Montréal

Le 19 septembre 2014 (v.r.)

L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)

L'AQLPA est un organisme environnemental sans but lucratif incorporé suivant la partie III de la *Loi sur les compagnies*. Elle est l'un des plus anciens organismes environnementaux du Québec, ayant été fondée en 1982.

L'AQLPA a pour objet de favoriser et promouvoir des actions, des aménagements et des idées conformes au principe du développement durable. Elle vise notamment à regrouper les associations environnementales et para-environnementales afin de lutter contre les pollutions atmosphériques, leurs sources et leurs conséquences.

L'AQLPA a développé au Québec des approches innovatrices dans l'atteinte d'objectifs environnementaux par des instruments incitatifs, fondés sur le partenariat (Projet *Un air d'avenir* favorisant l'inspection, l'entretien et l'efficacité énergétique des véhicules routiers au Québec). Elle est également intervenue sur plusieurs projets énergétiques devant divers forums pour renforcer les instruments régulatoires et de planification afin de favoriser une stratégie de gestion à long terme des choix énergétiques incluant le développement de sources d'énergie moins polluantes, la conservation et l'efficacité énergétique.

L'AQLPA a notamment réalisé des interventions relatives à l'*Accord Canada-États-Unis* sur la pollution transfrontalière et d'autres accords internationaux relatifs à la qualité de l'atmosphère. Elle participe régulièrement aux audiences de la *Régie de l'énergie, du BAPE* et à d'autres audiences environnementales ou parlementaires relatives à des projets énergétiques et environnementaux.

Elle est également membre du *Réseau action climat Canada*. Elle a fait partie de groupes de travail dans le cadre *du Mécanisme québécois de concertation sur les changements climatiques* et a participé activement à la Conférence des Nations Unies sur le climat à Montréal en 2005, entre autres, en co-organisant le *Rendez-vous citoyen Kyoto*, un projet impliquant une vingtaine d'organisations environnementales du Québec et consistant en la réalisation d'une quinzaine d'activités de sensibilisation et d'éducation de la population sur les changements climatiques.

L'AQLPA a été récipiendaire de plusieurs prix prestigieux dans le domaine de l'environnement :

- Récipiendaire du *« Prix de la protection de l'environnement canadien 2002 »,* dans la catégorie AIR PUR.
- Lauréat 2006 - *Phénix de l'environnement du Québec*.
- Lauréat 2006 - Industry ECO HERO - Planet in Focus.
- Lauréat 2007 - *Le prix de communication - Fondation canadienne du rein - Québec*.
- Lauréat 2008 - Prix canadien de l'environnement.
- 2014 : Monsieur André Bélisle, président de l'AQLPA, est nommé membre du Cercle des Phénix (Québec).

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

Stratégies Énergétiques (S.É.) est un organisme environnemental sans but lucratif incorporé suivant la partie III de la *Loi sur les compagnies* depuis 1999.

Elle s'est dotée pour mission de promouvoir les objectifs du développement durable dans les domaines de l'énergie, de la gestion des ressources, de l'aménagement du territoire et des transports, en favorisant une planification stratégique harmonisant les considérations environnementales, énergétiques, sociales et économiques, d'une manière équitable entre les générations et entre les nations. Cette mission est accomplie au moyen d'interventions publiques, de recherches et de communications.

Stratégies Énergétiques (S.É.) vise à développer des outils d'analyse stratégique intégrant l'ensemble des filières de production énergétique desservant le marché, les perspectives de recherche-développement, les profils de consommation interne et les échanges nord-américains, suivant les principes du développement durable exprimés par le *Rapport de la Commission mondiale sur l'environnement et le développement (Rapport Brundtland)* de 1987, *"Notre avenir à tous".* Dans cette perspective, *Stratégies Énergétiques (S.É.)* examine les possibilités offertes non seulement par les instruments régulatoires, mais également par des instruments économiques (tarifs, redevances, écotaxes, permis échangeables d'émissions ou crédits de réduction, réforme fiscale, etc.).

Stratégies Énergétiques (S.É.) était membre de la *Table sur l'électricité* mise en place par les gouvernements fédéral et provinciaux dans le cadre du *Processus national sur les changements climatiques*. Elle a également été invitée par le *ministère de l'Environnement du Québec* dans le cadre des démarches ayant abouti à la mise en place d'un *Mécanisme québécois de concertation sur les changements climatiques*. *Stratégies Énergétiques* a par la suite été invitée à assister la présidence du *Groupe de travail sur la production, le transport et la distribution de l'énergie* institué dans le cadre de ce *Mécanisme*.

Stratégies Énergétiques (S.É.) participe régulièrement aux audiences de la *Régie de l'énergie*, du *BAPE* et à d'autres audiences environnementales relatives à des projets d'efficacité énergétique ainsi que de production, de transport et de distribution énergétique. Elle a également pris part à plusieurs reprises à des travaux de *Commissions* de l'*Assemblée nationale du Québec*.

PRÉSENTATION ET REMERCIEMENTS

L'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques (S.É.)* désirent remercier Me Dominique Neuman, Madame Brigitte Blais ainsi que Monsieur Jacques Fontaine, pour leur précieuse collaboration au présent mémoire.

Toute communication relative au présent mémoire peut être adressée aux coordonnées suivantes :

Me Dominique Neuman, LL.B.
Pour l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)*
et *Stratégies Énergétiques (S.É.)*
1535, rue Sherbrooke Ouest
Rez-de-chaussée, Local Kwavnick
Montréal (QC)
H3G 1L7
Téléphone : 514 849 4007
energie@mlink.net

SOMMAIRE DES RECOMMANDATIONS

Nous soumettons respectueusement à la Régie que la question névralgique que pose le mandat que lui a confié le ministre est celle de la suffisance et de la stratégie d'approvisionnement en gaz naturel pour satisfaire les besoins de pointe ainsi que ceux qui seraient liés à la croissance de la demande au-delà de la capacité du réseau actuel de TCPL (privé des conduites d'Énergie Est) et à l'aléa prévisionnel haussier de la demande au Québec durant la période visée de 16 ans (2015-2030).

En effet, l'entente de 2013 entre TCPL et les trois distributeurs gaziers Union Gas, Enbridge (qui inclut sa filiale Gazifère inc. au Québec) et Gaz Métro (ci-après Gmi), si elle est approuvée par l'*Office national de l'énergie*, assurera Gaz Métro d'un approvisionnement fiable et sécuritaire pour la demande prévue qu'elle aura indiquée auprès de TCPL, en autant que cette indication soit effectuée suffisamment d'avance pour que TCPL puisse réaliser les investissements requis à son réseau.

L'entente *TCPL-Union-Enbridge-Gmi* oblige chacun des distributeurs à payer à TCPL le transport correspondant au moins à 95% de leur demande régulière, de sorte que tout achat de gaz non transporté par TCPL par ce transporteur au-delà de ce seuil de 5 % (tel que du gaz de schiste québécois ou du gaz naturel liquide (GNL) importé) serait malgré tout assujetti à ce coût de transport, ce qui nuirait à la compétitivité au Québec de telles sources d'approvisionnement. (Il en serait de même du biogaz-biométhane québécois selon les termes de l'entente avec TCPL, mais l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques (S.É.)* ont récemment recommandé à l'*Office national de l'énergie*, dans sa décision à venir sur l'approbation de l'entente, de soustraire les achats locaux de biogaz au-

delà de ce seuil de 5 % de l'obligation de payer du transport à TCPL [1] ; l'Office n'a pas encore statué sur le sujet).

Nous reproduisons ci-après les clauses pertinentes de la pré-entente (10 septembre 2013) et de l'entente (31 octobre 2013) conclues entre TCPL, Gaz Métro, Enbridge et Union :

Extraits de la pré-entente et de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge de 2013 [2]

Pré-entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge. Le 10 septembre 2013 .	**Texte correspondant de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge** Le 31 octobre 2013.
	Art. 1.1 Definitions […] (u) **"EOT"** means the area on the Mainline System that includes all existing or future Mainline System facilities including and east of TransCanada's St. Clair and North Bay Junction Receipt Points and includes any TBO which provides service for the EOT a**nd is commonly referred to as the "Eastern Triangle**", […] (aa) **"FT Contract"** means a Firm Service Contract for firm gas transportation service on the Mainline System pursuant to the FT Toll Schedule. […] (jj) **"LDCs"** means Enbridge, Union and Gaz Metro.

1 **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.) et ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)**, Dossier de l'Office national de l'énergie OF-Tolls-Group1-T211-2013-05 01 et d'Ordonnance d'audience OH-001-2014, Pièce D4-2-1, Représentations et recommandations, le 4 juillet 2014, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2462141/2456680/2484589/D4-2-1_TCPL_ON_QC_2013-30-S%C3%89-AQLPA_2014_07_04_Repr%C3%A9sentations_et_recommandations_-_A3Y8R0.pdf?nodeid=2484775&vernum=-2 .

2 Sources de la pré-entente : **GAZ MÉTRO**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-0049, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-B-0049-Demande-Dec-2013_09_16.pdf et **TRANS CANADA**, Dossier de l'Office national de l'énergie RH-001-2014, Pièce A56186 A3S7T9, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2456504/2397663/B1-4__Attachments_1b_and_1c_Prior_Appendices_to_Settlement_and_Settlement_Term_Sheet_-_A3S7T9.pdf?nodeid=2398548&vernum=-2 , page Adobe 139 st suiv., Attachment 1(c) Settlement Term Sheet.

Sources de l'entente : **GAZ MÉTRO**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-247, Gaz Métro 2, Doc. 29, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-B-0247-DemAmend-Piece-2013_11_01.pdf et **TRANS CANADA**, Dossier de l'Office national de l'énergie RH-001-2014, , Pièce A56186 A3S7T9, Attachment 1, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2456504/2397663/B1-3__Attachment_1a_Mainline_Settlement_Agreement_-_A3S7T8.pdf?nodeid=2398216&vernum=-2

Pré-entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge. Le 10 septembre 2013 .	**Texte correspondant de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge** Le 31 octobre 2013.
	[…] (kk) **"LH Contracts"** means FT Contracts on the Mainline System from Receipt Points at Empress or in Saskatchewan, with deliveries east of Station 41. […]
Page 3, boulet 6 : All LDCs will commit to maintain a minimum of 13% of their system supply transportation portfolio in long haul paths until at least the end of 2020. The system supply transportation portfolio of each LDC is the overall capacities needed to serve the franchise not including their direct purchase customers.	**Art. 8.1(b)** (b) During the period January 1, 2015 to December 31, 2020, each LDC shall at all times hold LH Contracts with a minimum contract quantity not less than: (i) 265 TJ/day for Enbridge; (ii) 85 TJ/day for Gaz Metro; and (iii) 85 TJ/day for Union.
Page 3, boulet 1 : This commitment does not preclude the LDCs accepting direct supply within their own franchise on a marginal basis (less than 5% of their needs / example : possible bio-methane projects promoted or supported by a government in the future);	**Art. 8.1(c)** (c) During the Term: (i) the LDCs shall meet their System Supply Customers' transportation service requirements for their respective Franchise Areas (as they exist now or at any time during the Term) in areas served by the EOT by utilizing the EOT in all cases, either by contracting with TransCanada or by entering into transportation arrangements with other Mainline Shippers, provided however that each LDC may: […] (D) accept production gas originating in its respective Franchise Area ("Local Production") of **up to 5% of the LDC's gas supply requirements for use by its customers in the Franchise Area**, provided however that (1) the LDC may accept Local Production in excess of 5%, for use by its customers in the Franchise Area if the LDC pays to TransCanada its Average Unit Cost for each GJ in excess of such 5%.

Le premier enjeu névralgique pour les distributeurs gaziers du Québec (et Gaz Métro en tout premier lieu) consiste ainsi à déterminer dans quelle mesure le gaz qu'ils acquerront par TCPL (dans le cadre du seuil de 95 %) et destiné à leur **demande de pointe** sera acquis et transporté en temps réel ou dans quelle mesure celui-ci pourra être acquis hors pointe en étant stocké au Québec (à Pointe-du-Lac, Saint-Flavien ou l'usine LSR de Montréal) ou évité (par des interruptions, par une gestion de la demande ou par l'achat de biogaz local et l'usage du 5%

d'achats permis par l'entente avec TCPL). Gaz Métro et la Régie devront arbitrer entre les coûts d'investissements supplémentaires en stockage et LSR ou mesures d'évitement au Québec (interruptions, gestion de la demande, investissements permettant l'achat de biogaz, etc.) et ceux qui résulteraient dans les tarifs de TCPL d'investissements de cette dernière pour pouvoir acheminer vers le Québec en temps réel du gaz supplémentaire en période de pointe.

De même, Gaz Métro et la Régie devront déterminer dans quelle mesure il est opportun que le Distributeur couvre la **croissance prévue de sa demande au-delà du seuil de capacité actuel de TCPL (privée des conduites d'Énergie Est)** en requérant et réservant de la capacité supplémentaire sur le réseau de ce transporteur plutôt qu'en accroissant ses aides à la diminution de la demande (efficacité énergétique).

Finalement, Gaz Métro et la Régie devront déterminer dans quelle mesure il est opportun que le Distributeur couvre ses **aléas prévisionnels haussiers (notamment à la pointe)**, là encore en requérant et réservant de la capacité supplémentaire sur le réseau de TCPL plutôt que de recourir à des moyens alternatifs, notamment l'interruption auprès de diverses catégories de clientèle.

RECOMMANDATION NO. 1 :

LES SCÉNARIOS D'ENCADREMENT

Nous invitons la Régie de l'énergie à requérir que KPMG-SECOR amendent leur rapport de manière à fournir des **scénarios d'encadrement moins contrastés** pour la prévision de la demande gazière à long terme, de tels scénarios étant de nature à être plus utiles au Tribunal aux fins du mandat qui lui a été confié par le ministre.

Il serait également opportun de fournir le **scénario mi-fort** de la demande à long terme (à moins que l'on puisse considérer l'actuel scénario moyen de KPMG-SECOR comme étant déjà ce scénario mi-fort, vu qu'il est déjà relativement optimiste). La Régie avait déjà dans le passé retenu le scénario mi-fort de croissance des ventes pour étudier la sécurité des approvisionnements des Québécois.

Le rapport de KPMG-SECOR devrait également fournir une indication des probabilités reliées à ces différents scénarios.

Les hypothèses utilisées devraient être spécifiées.

Il serait par ailleurs souhaitable qu'à partir de ces informations, les experts de KPMG-SECOR et de Wood Mackenzie identifient **l'adéquation entre l'offre et la demande selon ces scénarios d'encadrement**.

RECOMMANDATION NO. 2 :

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DE POINTE

Nous invitons la Régie de l'énergie à requérir que KPMG-SECOR amendent leur rapport de manière à fournir une **prévision de la demande de pointe**, selon des **scénarios moyen, faible, fort et mi-fort, avec une indication des probabilités reliées à ces différents scénarios et en spécifiant les hypothèses utilisées.**

Il serait par ailleurs souhaitable qu'à partir de ces informations, les experts de KPMG-SECOR et de Wood Mackenzie identifient **l'adéquation entre l'offre et la demande, en pointe, selon tous ces divers scénarios**.

RECOMMANDATION NO. 3 :

LES SCÉNARIOS ET STRATÉGIES D'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE EN TENANT COMPTE DE LA CONTRAINTE DES 95 %/5 % DE L'ENTENTE TCPL

Nous invitons la Régie de l'énergie à requérir que KPMG-SECOR et Wood Mackenzie complètent leur rapport en fournissant des scénarios et stratégies d'équilibre entre la demande et l'offre (disponible de multiples sources hors Québec et au Québec), tant régulière qu'en pointe, en tenant compte de la contrainte des 95 %/5 % de l'entente TCPL-Union Gas-Enbridge-Gmi, que ce soit selon le scénario moyen ou mi-fort de la demande ou selon les scénarios d'encadrement, en tenant compte du niveau de risque des aléas haussiers et en spécifiant les hypothèses retenues.

Ces scénarios devraient proposer des arbitrages entre les coûts d'investissements supplémentaires en stockage et LSR ou mesures d'évitement au Québec (interruptions, gestion de la demande, investissements permettant l'achat de biogaz, etc.) et ceux qui résulteraient dans les tarifs de TCPL d'investissements de cette dernière pour pouvoir acheminer vers le Québec en temps réel du gaz supplémentaire, tant régulier que pour couvrir la pointe.

RECOMMANDATION NO. 4 :

L'IRRÉALISME D'UNE STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT GAZIÈRE QUI SERAIT BASÉE SUR LE GAZ DE SCHISTE DU QUÉBEC

● Nous invitons la Régie de l'énergie à constater l'irréalisme d'une stratégie d'approvisionnement gazière qui serait basée sur le gaz de schiste du Québec, pour les divers motifs énoncés au présent mémoire :

● Contrainte des 95 %/5 % de l'entente TCPL-Union Gas-Enbridge-Gmi.
● Non concordance entre les besoins québécois et la courbe pluri-annuelle de production de gaz de schiste.
● Besoins de l'industrie du gaz de schiste, pour assurer sa viabilité, d'une production totale québécoise trop élevée, et même plus élevée que la consommation totale du Québec, sans que soient disponibles les infrastructures et des marchés d'exportation adaptés à la courbe pluri-annuelle de production du gaz de schiste.
● Coûts trop élevés.
● Etc.

RECOMMANDATION NO. 5 :

LE BIOGAZ-BIOMÉTHANE DU QUÉBEC

Nous invitons la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec d'appuyer une stratégie d'approvisionnement gazière qui serait basée sur le biogaz-biométhane du Québec si la décision de l'*Office national de l'énergie* du Canada (ONÉ) relative à l'*Entente TCPL-Union-Enbridge-Gmi* permet une exception à la règle du 5% pour le biogaz-biométhane. Le biogaz pourrait par ailleurs être utilisé par Gaz Métro et Gazifère dans le cadre du bloc de 5% que permet l'Entente TCPL.

RECOMMANDATION NO. 6 :

GAZ NATUREL POUR VÉHICULES

Nous invitons la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec de proposer un amendement à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de reconnaitre le gaz naturel pour véhicule (GNV) comme étant règlementé par la Régie de l'énergie lorsque distribué par un distributeur gazier qui lui est déjà assujetti. Il est en effet souhaitable que ce secteur soit soumis aux examens publics et à la planification de l'offre et de la demande par la Régie.

RECOMMANDATION NO. 7 :

AIDE FINANCIÈRE À LA PURIFICATION DU BIOGAZ AUX FINS DE SON INJECTION SUR LE RÉSEAU GAZIER

Nous invitons la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec de proposer un amendement à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin d'accorder aux distributeurs gaziers (Gaz Métro et Gazifère) le pouvoir d'accorder une aide financière à la purification du biogaz produit par des tiers aux fins de son injection sur le réseau gazier ou d'aider financièrement à la construction d'équipements à cet effet ou les construire eux-mêmes, dans le cadre de leurs activités règlementées.

Nous invitons également la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec de proposer un amendement à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de reconnaitre le biogaz comme étant règlementé par la Régie de l'énergie lorsque distribué par un distributeur gazier qui lui est déjà assujetti. Il est en effet souhaitable que ce secteur soit soumis aux examens publics et à la planification de l'offre et de la demande par la Régie.

Nous invitons également la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec d'émettre un décret selon l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* énonçant à la Régie que celle-ci doit *« tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales du gouvernement en faveur du biogaz »*.

RECOMMANDATION NO. 8 :

POUVOIR DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE D'IMPOSER LA MISE EN PLACE OU LE MAINTIEN DE PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Nous invitons la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec de proposer un amendement à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin d'établir que celle-ci a le pouvoir d'imposer à un distributeur de maintenir ou de créer un programme d'efficacité énergétique. Il est en effet souhaitable de confirmer législativement que la Régie peut, au moins dans le cadre de la planification de l'offre et de la demande, imposer des exigences à un distributeur en matière d'efficacité énergétique.

TABLE DES MATIÈRES

1 - INTRODUCTION 1

2 - LES ORIENTATIONS DU PRÉSENT MÉMOIRE 5

3 - LA PRÉVISION DE LA DEMANDE 9

3.1 LES CONTEXTES ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE 10

3.1.1 Le contexte économique 10

3.1.2 Le contexte énergétique 12

3.2 LA PRÉVISION DE LA DEMANDE 15

3.2.1 La prévision générale de la demande dans les régions actuellement desservies 15

3.2.2 La prévision générale de la demande dans les nouvelles régions du Québec 20

3.2.3 La prévision de la demande de pointe 21

4 - LA STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 25

4.1 L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE SELON DIVERS SCÉNARIOS 25

4.2 L'IRRÉALISME D'UNE STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT BASÉE SUR L'ACHAT DE GAZ DE SCHISTE QUÉBÉCOIS 29

4.3 LE GAZ NATUREL RENOUVELABLE 42

4.4 LES OUTILS DE PLANIFICATION À LA DISPOSITION DE LA RÉGIE 47

5 - CONCLUSION 49

_____

1

INTRODUCTION

1 - Le 4 juillet 2014, le *ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec* (le *ministre*) a confié à la *Régie de l'énergie* (la *Régie*), en vertu de l'article 42 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la *Loi*), le mandat :

- *« d'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 »*, et

- *« d'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 »*. [3]

Le ministre précise *« être préoccupé par les capacités actuelles et futures d'approvisionnement en gaz naturel pour les consommateurs québécois, en particulier les entreprises »*. Il souligne que *« le maintien d'un approvisionnement stable et prévisible ainsi*

[3] **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES**, Dossier R-3900-2014 de la Régie de l'énergie, Pièce B-0001, Mandat introductif, le 4 juillet 2014, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/277/DocPrj/R-3900-2014-B-0001-Demande-Dem-2014_07_11.pdf .

qu'à un prix concurrentiel est essentiel pour maintenir les activités au Québec et pour attirer de nouveaux investissements » et note le projet *Énergie Est* de conversion en oléoducs d'une partie des gazoducs de *Trans Canada Pipeline Limitée (TCPL)* qui alimentent actuellement le Québec en gaz, la migration du point d'approvisionnement principal vers Dawn et la récente entente conclue entre TCPL et les distributeurs gaziers du Québec et de l'Ontario en vue de favoriser la construction de nouvelles infrastructures de TCPL qui permettront de désengorger le transport gazier à l'est de Dawn. [4]

Le ministre précise aussi que le présent mandat confié à la Régie s'inscrit dans le contexte du rôle du gouvernement du Québec de *« définir ses orientations en matière de sécurité énergétique »*, ce qui requiert *« d'être en mesure de bien connaître la demande énergétique à moyen et longs termes des consommateurs et d'identifier les différentes options permettant d'y répondre »*. [5] Nous notons aussi qu'une nouvelle politique énergétique du Québec est attendue du gouvernement d'ici la fin de 2015.

Le ministre a aussi invité la Régie à effectuer ces travaux *« dans un souci d'efficacité et aux meilleurs coûts possibles, en utilisant notamment les nouvelles technologies »*.

---

4 **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES**, Dossier R-3900-2014 de la Régie de l'énergie, Pièce B-0001, Mandat introductif, le 4 juillet 2014, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/277/DocPrj/R-3900-2014-B-0001-Demande-Dem-2014_07_11.pdf .

5 **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES**, Dossier R-3900-2014 de la Régie de l'énergie, Pièce B-0001, Mandat introductif, le 4 juillet 2014, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/277/DocPrj/R-3900-2014-B-0001-Demande-Dem-2014_07_11.pdf .

2 - Dans le cadre de ce mandat et conformément aux articles 25 et 42 de la *Loi*, la Régie a décidé de consulter les personnes intéressées par ces questions et de convoquer une audience publique *« afin de recueillir des informations et des propositions concrètes et pertinentes en vue de formuler son avis au ministre »* selon une procédure allégée. [6]

Cette consultation publique porte plus particulièrement sur les sujets suivants :

- **La prévision des besoins du Québec en gaz naturel à l'horizon 2030**, pour l'ensemble des consommateurs et particulièrement les entreprises industrielles, en fonction de différents scénarios d'activité économique.

- **Les options d'approvisionnement en fourniture et en transport** pour répondre aux besoins du Québec en gaz naturel à l'horizon 2030 et incidence de ces options sur le coût du gaz naturel pour les consommateurs considérant la réalisation ou non du projet Énergie Est de TransCanada Pipelines. [7]

3 - Le présent mémoire constitue les représentations de l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques (S.É.)* dans le cadre de cette consultation publique.

---

6 **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3900-2014, Pièce A-0002, Avis public procédural initial, le 18 juillet 2014, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/277/DocPrj/R-3900-2014-A-0002-Proc-Avis-2014_07_18.pdf .

7 **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3900-2014, Pièce A-0002, Avis public procédural initial, le 18 juillet 2014, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/277/DocPrj/R-3900-2014-A-0002-Proc-Avis-2014_07_18.pdf .

2

LES ORIENTATIONS DU PRÉSENT MÉMOIRE

4 - **Nous soumettons respectueusement à la Régie que la question névralgique que pose le mandat que lui a confié le ministre est celle de la suffisance et de la stratégie d'approvisionnement en gaz naturel pour satisfaire les besoins de pointe ainsi que ceux qui seraient liés à la croissance de la demande au-delà de la capacité du réseau actuel de TCPL (privé des conduites d'Énergie Est) et à l'aléa prévisionnel haussier de la demande au Québec durant la période visée de 16 ans (2015-2030).**

5 - En effet, l'entente de 2013 entre TCPL et les trois distributeurs gaziers Union Gas, Enbridge (qui inclut sa filiale Gazifère inc. au Québec) et Gaz Métro (ci-après Gmi), si elle est approuvée par l'Office national de l'énergie, assurera Gaz Métro d'un approvisionnement fiable et sécuritaire pour la demande prévue qu'elle aura indiquée auprès de TCPL, en autant que cette indication soit effectuée suffisamment d'avance pour que TCPL puisse réaliser les investissements requis à son réseau.

L'entente *TCPL-Union-Enbridge-Gmi* oblige chacun des distributeurs à payer à TCPL le transport correspondant au moins à 95% de leur demande régulière, de sorte que tout achat de gaz non transporté par TCPL par ce transporteur au-delà de ce seuil de 5 % (tel que du gaz de schiste québécois ou du gaz naturel liquide (GNL) importé) serait malgré tout assujetti à ce coût de transport, ce qui nuirait à la compétitivité au Québec de telles sources d'approvisionnement. (Il en serait de même du biogaz-biométhane québécois selon les termes de l'entente avec

TCPL, mais l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques (S.É.)* ont récemment recommandé à l'*Office national de l'énergie*, dans sa décision à venir sur l'approbation de l'entente, de soustraire les achats locaux de biogaz au-delà de ce seuil de 5 % de l'obligation de payer du transport à TCPL [8] ; l'Office n'a pas encore statué sur le sujet).

Nous reproduisons ci-après les clauses pertinentes de la pré-entente (10 septembre 2013) et de l'entente (31 octobre 2013) conclues entre TCPL, Gaz Métro, Enbridge et Union :

Extraits de la pré-entente et de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge de 2013 [9]

Pré-entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge. Le 10 septembre 2013 .	**Texte correspondant de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge** Le 31 octobre 2013.
	Art. 1.1 Definitions […] (u) **"EOT"** means the area on the Mainline System that includes all existing or future Mainline System facilities including and east of TransCanada's St. Clair and North Bay Junction Receipt Points and includes any TBO which provides service for the EOT a**nd is commonly referred to as the "Eastern Triangle**", […] (aa) **"FT Contract"** means a Firm Service

8 **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.) et ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)**, Dossier de l'Office national de l'énergie OF-Tolls-Group1-T211-2013-05 01 et d'Ordonnance d'audience OH-001-2014, Pièce D4-2-1, Représentations et recommandations, le 4 juillet 2014, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2462141/2456680/2484589/D4-2-1_TCPL_ON_QC_2013-30-S%C3%89-AQLPA_2014_07_04_Repr%C3%A9sentations_et_recommandations_-_A3Y8R0.pdf?nodeid=2484775&vernum=-2 .

9 Sources de la préentente : **GAZ MÉTRO**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-0049, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-B-0049-Demande-Dec-2013_09_16.pdf et **TRANS CANADA**, Dossier de l'Office national de l'énergie RH-001-2014, Pièce A56186 A3S7T9, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2456504/2397663/B1-4__Attachments_1b_and_1c_Prior_Appendices_to_Settlement_and_Settlement_Term_Sheet_-_A3S7T9.pdf?nodeid=2398548&vernum=-2 , page Adobe 139 st suiv., Attachment 1(c) Settlement Term Sheet.

Sources de l'entente : **GAZ MÉTRO**, Dossier de la Régie de l'énergie no. R-3837-2013 Phase 2, Pièce B-247, Gaz Métro 2, Doc. 29, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPrj/R-3837-2013-B-0247-DemAmend-Piece-2013_11_01.pdf et **TRANS CANADA**, Dossier de l'Office national de l'énergie RH-001-2014, , Pièce A56186 A3S7T9, Attachment 1, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2456504/2397663/B1-3__Attachment_1a_Mainline_Settlement_Agreement_-_A3S7T8.pdf?nodeid=2398216&vernum=-2

Pré-entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge. Le 10 septembre 2013 .	**Texte correspondant de l'entente TCPL-Gaz Métro-Union-Enbridge** Le 31 octobre 2013.
	Contract for firm gas transportation service on the Mainline System pursuant to the FT Toll Schedule. […] (jj) **"LDCs"** means Enbridge, Union and Gaz Metro. […] (kk) **"LH Contracts"** means FT Contracts on the Mainline System from Receipt Points at Empress or in Saskatchewan, with deliveries east of Station 41. […]
Page 3, boulet 6 : All LDCs will commit to maintain a minimum of 13% of their system supply transportation portfolio in long haul paths until at least the end of 2020. The system supply transportation portfolio of each LDC is the overall capacities needed to serve the franchise not including their direct purchase customers.	**Art. 8.1(b)** (b) During the period January 1, 2015 to December 31, 2020, each LDC shall at all times hold LH Contracts with a minimum contract quantity not less than: (i) 265 TJ/day for Enbridge; (ii) 85 TJ/day for Gaz Metro; and (iii) 85 TJ/day for Union.
Page 3, boulet 1 : This commitment does not preclude the LDCs accepting direct supply within their own franchise on a marginal basis (less than 5% of their needs / example : possible bio-methane projects promoted or supported by a government in the future);	**Art. 8.1(c)** (c) During the Term: (i) the LDCs shall meet their System Supply Customers' transportation service requirements for their respective Franchise Areas (as they exist now or at any time during the Term) in areas served by the EOT by utilizing the EOT in all cases, either by contracting with TransCanada or by entering into transportation arrangements with other Mainline Shippers, provided however that each LDC may: […] (D) accept production gas originating in its respective Franchise Area ("Local Production") of **up to 5% of the LDC's gas supply requirements for use by its customers in the Franchise Area**, provided however that (1) the LDC may accept Local Production in excess of 5%, for use by its customers in the Franchise Area if the LDC pays to TransCanada its Average Unit Cost for each GJ in excess of such 5%.

6 - Le premier enjeu névralgique pour les distributeurs gaziers du Québec (et Gaz Métro en tout premier lieu) consiste ainsi à déterminer dans quelle mesure le gaz qu'ils acquerront par TCPL (dans le cadre du seuil de 95 %) et destiné à leur **demande de pointe** sera acquis et

transporté en temps réel ou dans quelle mesure celui-ci pourra être acquis hors pointe en étant stocké au Québec (à Pointe-du-Lac, Saint-Flavien ou l'usine LSR de Montréal) ou évité (par des interruptions, par une gestion de la demande ou par l'achat de biogaz local et l'usage du 5% d'achats permis par l'entente avec TCPL). Gaz Métro et la Régie devront arbitrer entre les coûts d'investissements supplémentaires en stockage et LSR ou mesures d'évitement au Québec (interruptions, gestion de la demande, investissements permettant l'achat de biogaz, etc.) et ceux qui résulteraient dans les tarifs de TCPL d'investissements de cette dernière pour pouvoir acheminer vers le Québec en temps réel du gaz supplémentaire en période de pointe.

De même, Gaz Métro et la Régie devront déterminer dans quelle mesure il est opportun que le Distributeur couvre la **croissance prévue de sa demande au-delà du seuil de capacité actuel de TCPL (privée des conduites d'Énergie Est)** en requérant et réservant de la capacité supplémentaire sur le réseau de ce transporteur plutôt qu'en accroissant ses aides à la diminution de la demande (efficacité énergétique).

Finalement, Gaz Métro et la Régie devront déterminer dans quelle mesure il est opportun que le Distributeur couvre ses **aléas prévisionnels haussiers (notamment à la pointe)**, là encore en requérant et réservant de la capacité supplémentaire sur le réseau de TCPL plutôt que de recourir à des moyens alternatifs, notamment l'interruption auprès de diverses catégories de clientèle.

7 - Ce sont ces orientations qui guident le présent mémoire et ses recommandations.

3

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

8 - Les éléments de base pour juger de la vraisemblance d'une prévision de la demande sont les contextes économiques et énergétiques sur laquelle elle s'appuie. C'est ce que nous faisons ici.

9 - Il est à noter que les prévisions de la demande gazière québécoise énoncées tant par KPNG-SECOR que par Wood Mackenzie incluent notamment les ventes de gaz naturel pour véhicules (secteur transport), lequel est classé comme tel.

3.1 LES CONTEXTES ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

3.1.1 Le contexte économique

10 - Selon le rapport KPMG-SECOR déposé au présent dossier par Gaz Métro et Gazifère inc., le PIB du Québec croîtrait de 1,7% par an entre 2012 et 2030. Les mises en chantier décroîtraient en moyenne de 3,3% par année sur la même période, diminuant de 47 367 en 2012 à 25 821 en 2030 (la moyenne entre 2013 et 2030 serait de 32 329 mises en chantier par an, mais entre 2013 et 2023 de seulement 31 505). Le PIB industriel évoluerait de 1,8% de 2012 à 2030 et le PIB construction, croît plus lentement sur la même période à 0,5% par an. [10]

Après examen nous concluons que ces prévisions du PIB sont certes possibles mais dénotent malgré tout une croissance plus élevées que celles du *Plan d'approvisionnement 2014-2023* d'Hydro-Québec Distribution qui prévoit pour le PIB une croissance de seulement 1,2% à l'horizon 2023. Quant à la variable qui représente les mises en chantier dans le *Plan* d'Hydro-Québec Distribution, sa moyenne est de 34 200 unités à l'horizon 2023, ce qui est du même ordre de grandeur que la prévision SECOR-KPMG. [11] Selon le *Plan d'approvisionnement 2014-2023* d'Hydro-Québec Distribution, la croissance du PIB est quant à elle de 1,9% par an entre 2000 et 2012. [12]

D'après nous, la base économique de la prévision de SECOR-KPMG est un peu trop optimiste.

---

[10] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Tableau 17, page 99.

[11] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0007, HQD-1, Document 2.2, Tableau 2A-2, page 13.

[12] **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3864-2013, Pièce B-0007, HQD-1, Document 2.2, Tableau 2D-1, page 33.

3.1.2 Le contexte énergétique

11 - Le tableau suivant montre l'évolution prévue par KPMG-SECOR de la situation concurrentielle du gaz naturel à l'horizon 2030 :

Tableau 1
Écart 2015-2030 de prix de différentes sources d'énergie par rapport au gaz naturel $(2012)/GJ.
Gaz naturel = 0 [13]

Secteur	2015	2030	TCAC * (%)
Industriel			
Diesel	25,05	27,3	0,6%
Mazout	12,28	9,85	-1,5%
Électricité	4,55	5,51	1,3%
Charbon	-2,54	-3,34	1,8%
Commercial			
Mazout	12,86	15,36	1,2%
Électricité	8,99	11,4	1,6%
Résidentiel			
Mazout	11,81	14,32	1,3%
Électricité	2,26	4,42	4,6%

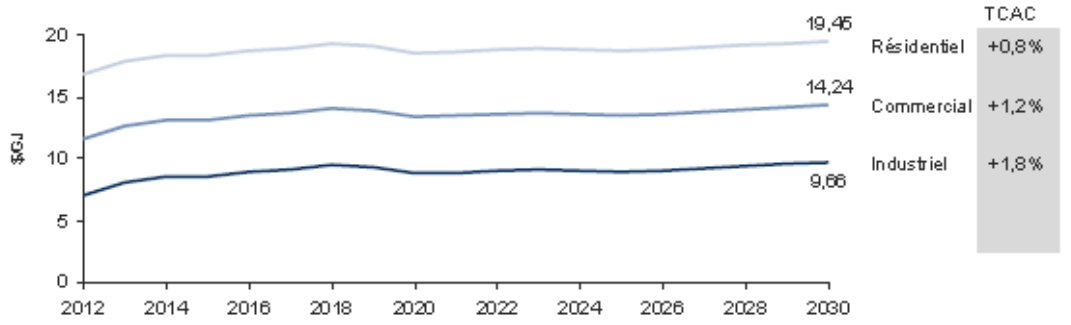
** TCAC = Taux de croissance annuel composé*

[13] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Figure 3, page 8.

KPMG-SECOR fournissent également la figure suivante :

Figure 1
Évolution du prix du gaz naturel par secteur de consommation [14]

FIGURE 2 : PERSPECTIVES DES PRIX DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC SELON DIFFÉRENTS SECTEURS[2]
2012-2030; %; $/GJ; dollars de 2012



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

Nous constatons ce qui suit du tableau et du graphique qui précèdent :

- Une amélioration prévue par KPMG-SECOR de la situation concurrentielle du gaz par rapport à l'électricité et au diesel et une détérioration par rapport au mazout et au charbon. Cependant, l'utilisation du charbon est limitée à des industries où ce produit sert aussi de matière première.
- Le coût du gaz augmenterait annuellement selon KPMG-SECOR (figure 1) de 0,8% (résidentiel) à 1,8% (industriel).

Ces augmentations en terme réels sont, d'après nous, raisonnables, même si la prévision à long terme des prix des combustibles est toujours difficile comme nous l'avions

[14] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Figure 2, page 7.

montrée dans notre rapport relatif au premier plan d'approvisionnement du distributeur d'électricité du dossier R-3470-2001. [15]

[15] **Jacques FONTAINE pour ACEÉ-SÉ-STOP**, Dossier R-3470-2001, Pièce C-ACEÉ-SÉ-AQLPA-4, Document 1, pages 12 et 13.

3.2 LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.2.1 La prévision générale de la demande dans les régions actuellement desservies

12 - Le tableau de la page 1 du rapport KPMG-SECOR nous donne leur prévision du scénario de base pour le réseau gazier déjà desservi : la croissance moyenne annuelle y est de 2 %, ce qui nous semble raisonnable. Il est à noter que cette croissance tient compte de l'ajout de l'usine d'IFFCO.

Même en éliminant la croissance élevée du secteur du transport (élimination qui serait néfaste pour l'environnement), la croissance serait quand même de 1,8%.

Tableau 2
Estimation des besoins en gaz naturel au Québec 2015-2030 : scénario de base (Mm ³) [16]

Secteur	2015	2020	2025	2030	TCAC * (%)
Résidentiel et commercial	2 342	2 414	2 460	2 530	0,5%
Industriel (régions desservies)	3 578	4 586	4 953	5 197	2,5%
Transport	31	62	122	243	14,7%
Total	5 951	7 062	7 535	7 970	2,0%

** TCAC = Taux de croissance annuel composé*

13 - Cette prévision est encadrée par des scénarios pessimiste et optimiste que nous qualifions de trop contrastés.

[16] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Tableau, page 1.

Le scénario pessimiste

14 - Le scénario pessimiste est fort contrasté à plus de 20 % sous le scénario de base dès 2025. Le taux de croissance global de la demande y est d'un faible 0,4% par année.

Tableau 3
Estimation des besoins en gaz naturel au Québec : scénario pessimiste (Mm^3) [17]

Secteur	2015	2020	2025	2030	TCAC * (%)
Industriel (desservies)	3535	3647	3813	4005	0,8%
Résidentiel et commercial	2 288	2 236	2 173	2 133	-0,5%
Transport	28	36	41	46	3,4%
Exportation	5 851	5 919	6 027	6 184	0,4%
Total					
Pessimiste - base					
Industriel (desservies)	-43	-939	-1140	-1192	
Résidentiel et commercial	-54	-178	-287	-397	
Transport	-3	-26	-81	-197	
Exportation	-100	-1 143	-1 508	-1 786	
Total	-43	-939	-1140	-1192	
En % par rapport au scénario de base	-1,7%	-16,2%	-20,0%	-22,4%	
Estimation des besoins en gaz naturel au Québec : scénario de base					
Industriel (desservies)	3578	4586	4953	5197	2,5%
Résidentiel et commercial	2 342	2 414	2 460	2 530	0,5%
Transport	31	62	122	243	14,7%
Total	5 951	7 062	7 535	7 970	2,0%

** TCAC = Taux de croissance annuel composé*

[17] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Figure 29, page 56.

Le scénario optimiste

15 - Le scénario optimiste de la demande selon KPMG-SECOR, quant à lui, prévoit même de l'exportation du gaz naturel à partir du Québec; le taux de croissance annuel y est de 3,5%. Un tel taux nous semble élevé : les auteurs y incluent les projets dont la probabilité de réalisation n'est que de 30% (voir l'Annexe 3 du rapport de KPMG-SECOR, Secteur industriel, tableau 8, page 85, note de bas de page). [18] L'écart du scénario optimiste de KPNG-SECOR avec son scénario de base de la demande est de plus de 27% dès 2025.

Tableau 4
Estimation des besoins en gaz naturel au Québec : scénario optimiste (Mm^3) [19]

Secteur	2015	2020	2025	2030	TCAC * (%)
Industriel (desservies)	3692	4980	6329	6612	4,0%
Résidentiel et commercial	2 397	2 604	2 783	2 999	1,5%
Transport	0	300	300	300	
Exportation	36	94	204	312	15,5%
Total	6 125	7 978	9 616	10 223	3,5%
Optimiste - base					
Industriel (desservies)	114	394	1376	1415	
Résidentiel et commercial	55	190	323	469	
Transport	-31	238	178	57	
Exportation	36	94	204	312	
Total	174	916	2 081	2 253	0
En % par rapport au scénario de base	2,9%	13,0%	27,6%	28,3%	
Estimation des besoins en gaz naturel au Québec : scénario de base					
Industriel (desservies)	3578	4586	4953	5197	2,5%
Résidentiel et commercial	2 342	2 414	2 460	2 530	0,5%
Transport	31	62	122	243	14,7%
Total	5 951	7 062	7 535	7 970	2,0%

** TCAC = Taux de croissance annuel composé*

18 **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Annexe 3, Tableau 8, page 85, note de bas de page.

19 **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Figure 30, page 57.

16 - Il nous semble donc que les scénarios d'encadrement proposés par KPMG-SECOR, surtout sur une aussi longue période que de 2015 à 2030, sont trop contrastés, ce qui réduit leur utilité pour les fins de planification et pour le mandat que le ministre a confié à la Régie.

17 - Il aurait par ailleurs été souhaitable de disposer également de scénarios intermédiaires tels que le scénario moyen-faible et le scénario moyen-fort (à moins que l'on puisse considérer l'actuel scénario moyen de KPMG-SECOR comme étant déjà ce scénario moyen-fort, vu qu'il est déjà relativement optimiste).

Dans son avis au ministre sur le Suroît, la Régie avait en effet retenu le scénario moyen-fort (« mi-fort ») de la demande à long terme comme étant celui devant être retenu aux fins d'une planification sécuritaires des approvisionnements selon un tel horizon. :

> *La Régie retient le scénario mi-fort de croissance des ventes pour étudier la sécurité des approvisionnements du Québec.*
>
> ***RECOMMANDATION No. 1***
> ***La Régie recommande de retenir le scénario mi-fort de croissance des ventes pour étudier la sécurité des approvisionnements des Québécois.*** [20]

Tel que mentionné en section 2 du présent mémoire, il s'agit là d'informations névralgiques pour permettre à la Régie de répondre à la préoccupation exprimée par le ministre et aider à définir les orientations d'une stratégie d'approvisionnement optimale.

---

[20] **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3526-2004, Avis A-2004-01, page 34.

RECOMMANDATION NO. 1 :

LES SCÉNARIOS D'ENCADREMENT

Nous invitons la Régie de l'énergie à requérir que KPMG-SECOR amendent leur rapport de manière à fournir des **scénarios d'encadrement moins contrastés** pour la prévision de la demande gazière à long terme, de tels scénarios étant de nature à être plus utiles au Tribunal aux fins du mandat qui lui a été confié par le ministre.

Il serait également opportun de fournir le **scénario mi-fort** de la demande à long terme (à moins que l'on puisse considérer l'actuel scénario moyen de KPMG-SECOR comme étant déjà ce scénario mi-fort, vu qu'il est déjà relativement optimiste). La Régie avait déjà dans le passé retenu le scénario mi-fort de croissance des ventes pour étudier la sécurité des approvisionnements des Québécois.

Le rapport de KPMG-SECOR devrait également fournir une indication des probabilités reliées à ces différents scénarios.

Les hypothèses utilisées devraient être spécifiées.

Il serait par ailleurs souhaitable qu'à partir de ces informations, les experts de KPMG-SECOR et de Wood Mackenzie identifient **l'adéquation entre l'offre et la demande selon ces scénarios d'encadrement**.

3.2.2 La prévision générale de la demande dans les nouvelles régions du Québec

18 - KPMG-SECOR (et donc Wood Mackenzie) prévoient une demande gazière dans les régions actuellement non desservies de 855 Mm^3 d'ici 2030.

Un tel développement est optimiste mais ne serait pas impossible.

Cela nous confirme dans notre opinion selon laquelle le scénario moyen présenté par KPMG-SECOR peut, peut-être, être considéré comme étant déjà le scénario moyen-fort qu'il serait optimal d'utiliser aux fins de la planification à long terme, tel que mentionné précédemment.

3.2.3 La prévision de la demande de pointe

19 - Regrettablement, le rapport de KPMG-SECOR ne fournit pas de prévision de la demande gazière de pointe. C'est pourtant essentiel au mandat confié par le ministre à la Régie.

Tel que mentionné en section 2 du présent mémoire, il s'agit, ici encore, d'informations névralgiques pour permettre à la Régie de répondre à la préoccupation exprimée par le ministre et aider à définir les orientations d'une stratégie d'approvisionnement optimale.

La prévision de la demande de pointe devrait également être fournie selon des selon des scénarios moyen faible, fort et mi-fort, avec indication des probabilités reliées à ces différents scénarios.

RECOMMANDATION NO. 2 :

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DE POINTE

Nous invitons la Régie de l'énergie à requérir que KPMG-SECOR amendent leur rapport de manière à fournir une **prévision de la demande de pointe**, selon des **scénarios moyen, faible, fort et mi-fort, avec une indication des probabilités reliées à ces différents scénarios et en spécifiant les hypothèses utilisées.**

Il serait par ailleurs souhaitable qu'à partir de ces informations, les experts de KPMG-SECOR et de Wood Mackenzie identifient **l'adéquation entre l'offre et la demande, en pointe, selon tous ces divers scénarios**.

20 - Le rapport de Wood-Mackenzie donne un tableau du gaz disponible pour satisfaire le scénario moyen de la demande de pointe en transport de la zone EDA et des réseaux gaziers en aval (en traitant de façon distincte celle représentée par l'usine d'IFFCO projetée au Québec).

Tableau 5
Peak day flows for EDA and downstream markets (mmcfd) [21]

	Eastern Ontario	Quebec	PNGTS	IFFCO	US LDC	Iroquois exports
11/12 Winter	665	1 045	211		122	1 204
12/13 Winter	757	1 035	190		125	1 219
13/14 Winter	720	1 030	217		152	1 151
14/15 Winter	757	1 130	282		155	1 050
15/16 Winter	757	1 133	298		155	1 050
16/17 Winter	774	1 149	282		155	725
17/18 Winter	780	1 154	324	72	155	725
18/19 Winter	788	1 165	282	72	155	725
19/20 Winter	785	1 165	282	72	155	725
20/21 Winter	798	1 176	282	72	155	725
21/22 Winter	791	1 181	284	72	155	725

21 - Normalement, la demande de l'IFFCO s'ajoute à celle du Québec. Nous avons donc comparé la prévision montrée au tableau qui précède en additionnant la demande de IFFCO à celle de Gaz Métro telle que présentée dans le dossier R-3879-2014, Phase 2 pour les années

[21] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0004, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 2, Table 10, page 33.

2016 à 2019.Nous avons aussi converti les pieds cubes en mètre cubes. Ceci nous donne le tableau suivant.

Tableau 6.
Comparaison Pointes de Wood-Mackenzie et Gaz Métro (en 10³m³)

	Prévision pointe Québec (Gaz Métro + Gazifère) +IFFCO selon Wood Mackenzie	Prévision pointe selon Gaz Métro [22]
11/12 Winter	29 603	
12/13 Winter	29 319	
13/14 Winter	29 178	
14/15 Winter	32 010	
15/16 Winter	32 095	34 404
16/17 Winter	32 549	34 833
17/18 Winter	34 730	36 107
18/19 Winter	35 042	38 134
19/20 Winter	35 042	
20/21 Winter	35 353	
21/22 Winter	35 495	
Croissance annuelle moyenne	1,8%	

22 - Du tableau qui précède, nous constatons que l'évaluation de la demande de pointe par Wood-Mackenzie (qui est une demande de transport) est inférieure de 1 500 à 3 000 10³m³ à la pointe prévue par Gaz Métro (sans tenir compte de Gazifère), qui est une demande de gaz. Il est donc probable que l'entreposage et l'usine LSR ne sont pas pris en compte par Wood Mackenzie.

Cependant le taux de croissance de la pointe présentée par Wood-Mackenzie est de l'ordre de grandeur de la croissance de la demande annuelle selon le scénario de base de

22 **GAZ MÉTRO, Dossier R-3879-2014**, Phase 2, Pièce B-0050, Gaz Métro 7, Document 1, Annexe 6, page 1.

SECOR-KPMG de 2%. Tel que montré précédemment, cette croissance se réduit à 1.8% si on ne tient pas compte de la croissance du gaz utilisé dans les transports

23 - Nous demeurons toutefois d'opinion que la prévision de la demande de pointe par Wood Mackenzie est trop faible. Une prévision de cette pointe par KPMG-SECOR selon les différents scénarios mentionnés aurait été souhaitable, tel qu'indiqué, afin de mieux aider la Régie à accomplir le mandat qui lui a été confié par le ministre.

Nous réitérons donc notre recommandation qui précède.

4

LA STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

4.1 L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE SELON DIVERS SCÉNARIOS

24 - Tel que mentionné en section 2 du présent mémoire, l'entente de 2013 entre TCPL et les trois distributeurs gaziers Union Gas, Enbridge (qui inclut sa filiale Gazifère inc. au Québec) et Gaz Métro (ci-après Gmi), si elle est approuvée par l'Office national de l'énergie, assurera déjà Gaz Métro d'un approvisionnement fiable et sécuritaire pour la demande prévue qu'elle aura indiquée auprès de TCPL, en autant que cette indication soit effectuée suffisamment d'avance pour que TCPL puisse réaliser les investissements requis à son réseau.

L'entente *TCPL-Union-Enbridge-Gmi* oblige par ailleurs chacun des distributeurs à payer à TCPL le transport correspondant au moins à 95% de leur demande régulière, de sorte que tout achat de gaz non transporté par TCPL par ce transporteur au-delà de ce seuil de 5 % (tel que du gaz de schiste québécois ou du gaz naturel liquide (GNL) importé) serait malgré tout assujetti à ce coût de transport, **ce qui nuirait à la compétitivité au Québec de telles sources d'approvisionnement**. (Il en serait de même du biogaz-biométhane québécois selon les termes de l'entente avec TCPL, mais l'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques (S.É.)* ont récemment recommandé à l'*Office national de l'énergie*, dans sa décision à venir sur l'approbation de l'entente, de

soustraire les achats locaux de biogaz au-delà de ce seuil de 5 % de l'obligation de payer du transport à TCPL [23] ; l'Office n'a pas encore statué sur le sujet).

Le premier enjeu névralgique pour les distributeurs gaziers du Québec (et Gaz Métro en tout premier lieu) consiste ainsi à déterminer dans quelle mesure le gaz qu'ils acquerront par TCPL (dans le cadre du seuil de 95 %) et destiné à leur **demande de pointe** sera acquis et transporté en temps réel ou dans quelle mesure celui-ci pourra être acquis hors pointe en étant stocké au Québec (à Pointe-du-Lac, Saint-Flavien ou l'usine LSR de Montréal) ou évité (par des interruptions, par une gestion de la demande ou par l'achat de biogaz local et l'usage du 5% d'achats permis par l'entente avec TCPL). Gaz Métro et la Régie devront arbitrer entre les coûts d'investissements supplémentaires en stockage et LSR ou mesures d'évitement au Québec (interruptions, gestion de la demande, investissements permettant l'achat de biogaz, etc.) et ceux qui résulteraient dans les tarifs de TCPL d'investissements de cette dernière pour pouvoir acheminer vers le Québec en temps réel du gaz supplémentaire en période de pointe.

De même, Gaz Métro et la Régie devront déterminer dans quelle mesure il est opportun que le Distributeur couvre la **croissance prévue de sa demande au-delà du seuil de capacité actuel de TCPL (privée des conduites d'Énergie Est)** en requérant et réservant de la capacité supplémentaire sur le réseau de ce transporteur plutôt qu'en accroissant ses aides à la diminution de la demande (efficacité énergétique).

Finalement, Gaz Métro et la Régie devront déterminer dans quelle mesure il est opportun que le Distributeur couvre ses **aléas prévisionnels haussiers (notamment à la pointe)**, là encore en requérant et réservant de la capacité supplémentaire sur le réseau de TCPL plutôt que de recourir à des moyens alternatifs, notamment l'interruption auprès de diverses catégories de clientèle.

---

23 **STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.) et ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE (AQLPA)**, Dossier de l'Office national de l'énergie OF-Tolls-Group1-T211-2013-05 01 et d'Ordonnance d'audience OH-001-2014, Pièce D4-2-1, Représentations et recommandations, le 4 juillet 2014, https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92833/92843/955803/2397890/2462141/2456680/2484589/D4-2-1_TCPL_ON_QC_2013-30-S%C3%89-AQLPA_2014_07_04_Repr%C3%A9sentations_et_recommandations_-_A3Y8R0.pdf?nodeid=2484775&vernum=-2 .

25 - Regrettablement, le rapport KPMG-SECOR n'a pas étudié l'équilibre prévu entre la demande et l'offre (disponible de multiples sources hors Québec et au Québec) en tenant compte de cette contrainte des 95 %/5 % de l'entente TCPL-Union Gas-Enbridge-Gmi, que ce soit selon le scénario moyen ou mi-fort de la demande ou selon les scénarios d'encadrement, en tenant compte du niveau de risque des aléas haussiers et en spécifiant les hypothèses retenues.

Tout au plus, Wood Mackenzie nous informe que, selon le scénario moyen de la prévision de la demande de KPMG-SECOR, la demande québécoise de pointe en transport de gaz dépasserait la capacité de transport de TCPL (privée des gazoducs servant à Énergie Est) à partir de l'hiver 2016-2017, au rythme de 10 jours de dépassement en 2018-2019 et 14 jours de dépassement en 2020. [24] Les hypothèses et les scénarios d'encadrement ne sont toutefois pas fournis par Wood Mackenzie et nous nous interrogeons sur la méthode employée par le consultant pour générer ces données, vu que KPMG-SECOR n'avait pas fourni de prévision de la demande de pointe en gaz. Il n'est ainsi pas possible d'en tirer des conclusions quant aux outils actuels ou possibles dont les distributeurs gaziers disposeraient pour gérer cette pointe (entreposage et usine LSR, interruptions, réduction de la demande de pointe, biogaz et usage de la part de 5% permise par l'entente TCPL) avant de requérir des investissements supplémentaires de TCPL dans l'accroissement de la capacité de son réseau. Or c'est là que ce situe un des enjeux principaux du présent dossier.

---

[24] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0004, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 2, page 32

RECOMMANDATION NO. 3 :

LES SCÉNARIOS ET STRATÉGIES D'ÉQUILIBRE ENTRE LA DEMANDE ET L'OFFRE EN TENANT COMPTE DE LA CONTRAINTE DES 95 %/5 % DE L'ENTENTE TCPL

Nous invitons la Régie de l'énergie à requérir que KPMG-SECOR et Wood Mackenzie complètent leur rapport en fournissant des scénarios et stratégies d'équilibre entre la demande et l'offre (disponible de multiples sources hors Québec et au Québec), tant régulière qu'en pointe, en tenant compte de la contrainte des 95 %/5 % de l'entente TCPL-Union Gas-Enbridge-Gmi, que ce soit selon le scénario moyen ou mi-fort de la demande ou selon les scénarios d'encadrement, en tenant compte du niveau de risque des aléas haussiers et en spécifiant les hypothèses retenues.

Ces scénarios devraient proposer des arbitrages entre les coûts d'investissements supplémentaires en stockage et LSR ou mesures d'évitement au Québec (interruptions, gestion de la demande, investissements permettant l'achat de biogaz, etc.) et ceux qui résulteraient dans les tarifs de TCPL d'investissements de cette dernière pour pouvoir acheminer vers le Québec en temps réel du gaz supplémentaire, tant régulier que pour couvrir la pointe.

4.2 L'IRRÉALISME D'UNE STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT BASÉE SUR L'ACHAT DE GAZ DE SCHISTE QUÉBÉCOIS

26 - KPMG-SECOR traitent essentiellement, dans leur rapport, de l'éventualité d'une offre provenant du Québec de gaz de schiste (shale dans le texte) et de gaz naturel renouvelable. À aucun moment, ceux-ci ne présentent un équilibre offre-demande ni ne se confrontent à la problématique de la journée de pointe ou encore aux contraintes amenées par le contrat récent avec TCPL.

27 - Les scénarios montrés par KPMG-SECOR sont riches en gaz de schiste. Ils donnent, chaque année en moyenne, une proportion importante des besoins 2014 de Gaz Métro allant de 0,6 à plus de 3 fois (3,2) voir le tableau suivant.

Les auteurs du rapport KPMG-SECOR sont conscients de divers désavantages du gaz de schiste notamment du point de vue environnemental, de la santé, de l'acceptabilité sociale et de l'impact sur les infrastructures, mais ils omettent totalement de tenir compte de la limite de 5 % (d'achat de gaz hors du réseau de TCPL sans frais) imposée par l'entente TCPL. [25]

[25] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Tableau 14, page 96.

28 - Ainsi KPMG-SECOR présentent les scénarios suivants d'offre potentielle de gaz de schiste du Québec auprès des distributeurs québécois, en se basant sur trois scénarios préparés par le Ministère du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs du Québec (MDDEFP) pour le comité de l'évaluation environnementale stratégique en 2013 :

Tableau 7.
Offre potentielle de gaz de schiste au Québec selon divers scénarios présentés par KPMG-SECOR (Mm ^{3}) [26]

	2015	2020	2025	2030	Total	Moyenne annuelle	Demande Gaz Métro 2014[27]	moyenne/ G.M.2014
Scénario 3	15	8 613	2 532	2 392	50 175	3 136	5 595	0,6
Scénario 4	0	5 471	14 183	8 125	145 625	9 102	5 595	1,6
Scénario 5	13	1 555	48 346	20 682	283 543	17 721	5 595	3,2

Les auteurs du rapport KPMG-SECOR et KPMG montrent ainsi une part de presque 100 % au gaz de schiste dans l'approvisionnement gazier du Québec, avec aucune part provenant du réseau TCPL avec lequel Gaz Métro et Gazifère sont pourtant engagés contractuellement à acheter du transport correspondant à au moins 95% de leurs ventes :

Tableau 8
Résumé des projections par KPMG-SECOR de l'offre potentielle de gaz produit au Québec : scénario optimiste, selon le scénario 5 (% ou Mm ^{3}) [28]

	2015	2020	2025	2030
Gaz naturel renouvelable	15%	6%	0%	1%
Gaz de shale	85%	94%	100%	99%
Gaz naturel renouvelable	2	102	109	109
Gaz de shale	13	1 555	48 347	20 682
Total	15	1 657	48 456	20 791

[26] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Figure 35, page 68.

[27] **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3879-2014, Phase 2, Pièce B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, Tableau 18, page 58.

[28] **GAZ MÉTRO-GAZIFÈRE**, Dossier R-3900-2014, Pièce C-GM-GI-0003, Gaz Métro-Gazifère-1, Document 1, Figure 37, page 75.

29 - Or ces tableaux omettent aussi de tenir compte des contraintes importantes de l'offre liées à la courbe de production du gaz de schiste selon ces divers scénarios, laquelle fut fournie par le MDDEFP (devenu MDDELCC) au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement dans le cadre de son examen en cours sur le gaz de schiste

30 - Nous constatons en effet au dossier que les trois scénarios examinés pour le développement de la filière du gaz de schiste (scénarios 3, 4 et 5) envisagent une production gazière de cette filière qui équivaudrait ou même dépasserait très largement la demande gazière totale du Québec, même selon un raisonnable scénario fort.

Le *Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques (MMELCC)* a présenté en effet le 1er avril 2014 (soit APRÈS le dépôt du rapport final du *Comité d'évaluation stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)*) la simulation suivante de la production québécoise totale de gaz de schiste selon un scénario d'exploitation totalisant 2000 puits en 10 ans (ce qui constitue un scénario intermédiaire aux scénarios 3 et 4 cités plus haut) :

Productivité gazière annuelle selon un développement de 2000 puits de gaz de schiste en 10 ans au Québec [29]

Temps		Puits		Prix		Volumes		Recettes		
Période*	Année	Nouveaux puits	Cumul des puits	Prix donnés*	Prix	Volume annuel	Volume cumulé	Recettes totales	Redevances totales	Taux moyen de redevance
n	*année*	*puits*	*total_puits*	*prix_donnés2*	*prix2*	*volume2*	*volume_cumulé2*	*recettes_totales*	*redevances_totales*	*taux_industrie*
entier	année	entier	entier	$	$	bcf	bcf	nillions de	nillions de	%
0	2016		0		8	0	0	0	0	#N/A
1	2017	23	23		8	13	13	106	32	30,5%
2	2018	60	83		8	38	52	307	90	29,2%
3	2019	146	229		8	110	161	878	254	29,0%
4	2020	303	532		8	246	407	1964	559	28,5%
5	2021	468	1000		8	452	859	3619	1 009	27,9%
6	2022	469	1469		8	645	1504	5160	1 387	26,9%
7	2023	303	1772		8	797	2301	6378	1 650	25,9%
8	2024	146	1918		8	904	3206	7234	1 803	24,9%
9	2025	60	1978		8	990	4195	7917	1 914	24,2%
10	2026	22	2000		8	1053	5249	8428	1 982	23,5%
11	2027	0	2000		8	532	5781	4259	632	14,8%
12	2028	0	2000		8	410	6191	3281	443	13,5%
13	2029	0	2000		8	342	6533	2733	350	12,8%

On y voit que la production annuelle atteindrait 246 Gpicu (c'est-à-dire 6969 Mm^3, soit déjà fortement plus de la demande gazière dès l'an 4, en 2019, puis augmenterait année après année jusqu'à atteindre 1053 Gpicu (c'est-à-dire 29830 Mm^3) en l'an 10, soit 2026, après quoi la production déclinerait très rapidement vu l'absence de construction de nouveaux puits.

31 - Bien que, regrettablement, le *Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements climatiques (MMELCC)* n'ait pas fourni

[29] Source du tableau : **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (Dick McCOLLOUGH)**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce DB9, *Industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent. Scénarios de développement*, 1er avril 2014, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/DB9.pdf , page 26.

de simulation comparable pour aucun des trois scénarios de développement 3, 4 et 5 qu'il a lui-même effectivement envisagés (et que le rapport final du *Comité d'évaluation stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)* a utilisés), la description de ces trois scénarios suffit à nous fournir à tout le moins un ordre de grandeur :

- Scénario 3 : développement à petite échelle: partie nord-est du corridor 2
- Scénario 4 : développement à moyenne échelle: l'ensemble du corridor 2.
- Scénario 5 : Développement à grande échelle : l'ensemble du shale d'Utica au Québec (corridors 1, 2 et 3). [30]

Description des trois scénarios de développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec [31]

	Superficie (km2)	Puits (nombre)	Déploiement (années)	EUR * (Gpi³)	Seuil de rentabilité ($/kpi³)
Scénario 3	1258	1000	10	3,00	5,54 $
Scénario 4	5000	3600	15	2,75	5,94 $
Scénario 5	15 000	9000	20	2,50	6,39 $

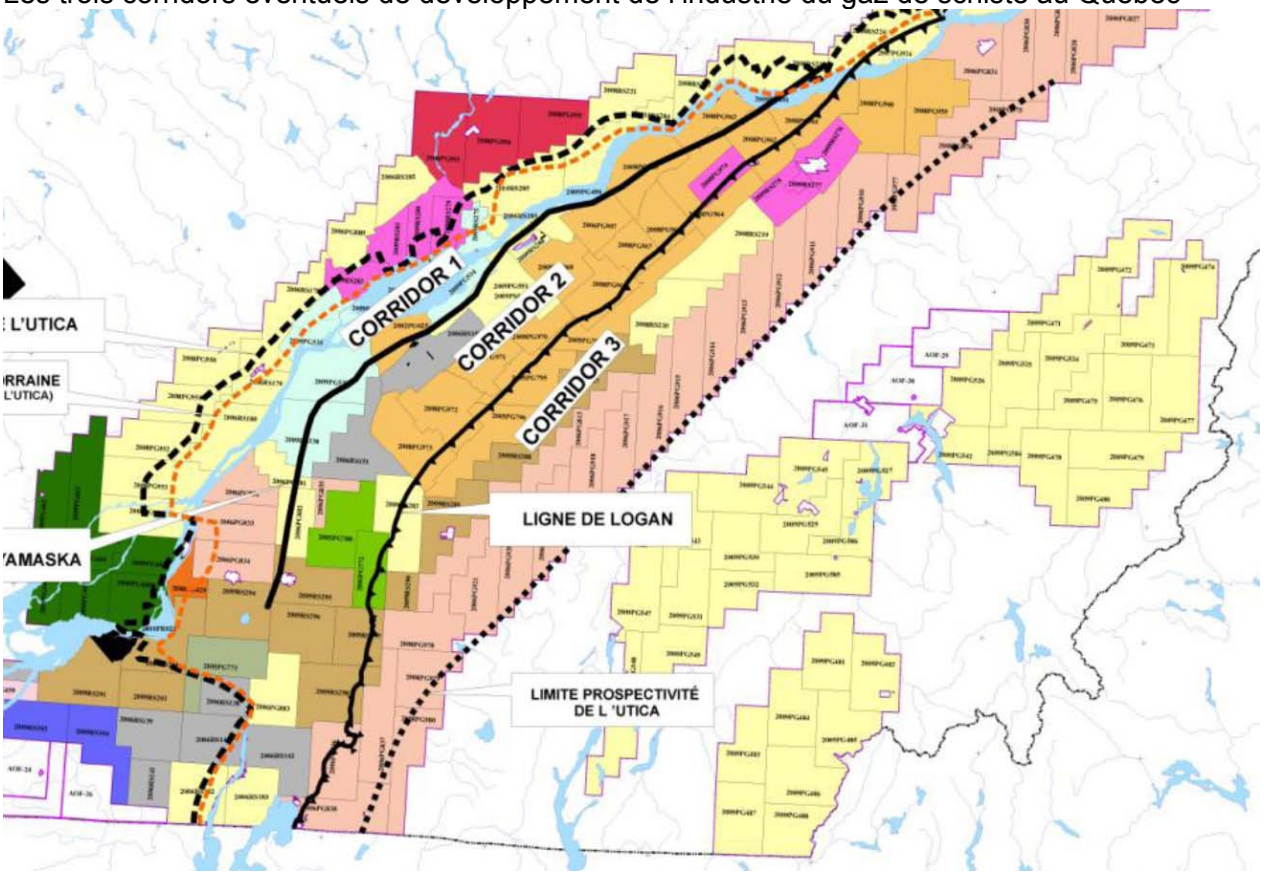
Nous comprenons que ces trois scénarios correspondent à des simulations optimales, de sorte qu'une industrie québécoise du gaz de schiste ne serait pas viable en-deçà du scénario de développement le plus faible des trois (scénario no. 3).

30 **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (Dick McCOLLOUGH)**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce DB9, *Industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent. Scénarios de développement*, 1er avril 2014, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/DB9.pdf , page 30.

31 **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (Dick McCOLLOUGH)**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce DB9, *Industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent. Scénarios de développement*, 1er avril 2014, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/DB9.pdf , page 31.

La figure suivante présente les trois corridors correspondant à ces scénarios :

Les trois corridors éventuels de développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec [32]



32 - Par conséquent, même si la demande la demande gazière québécoise moyenne des 16 prochaines années atteignait de **8000 à 9000 millions de m^3 (soit de 282 à 318 Gpicu)**, ce qui est déjà largement supérieur aux scénarios de prévision de la demande énoncés par KJPMG-SECOR au présent dossier, la production de gaz de schiste au Québec prévue selon

32 Source du graphique : **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES (Dick McCOLLOUGH)**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce DB9, *Industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du St-Laurent. Scénarios de développement*, 1er avril 2014, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/DB9.pdf , page 7.

les trois scénarios de développement représenterait de 200 % à 1200 % de la demande québécoise.

Pour être faisables, l'un ou l'autre de ces trois scénarios de développement de la filière supposerait donc :

a) que le marché québécois soit capable de remplacer la totalité de ses approvisionnements prévus des quelques 16 prochaines années par un approvisionnement constitué exclusivement de gaz de schiste;

b) qu'il existe des marchés d'exportation de gaz à partir du Québec aptes à absorber l'important surplus de production de gaz de schiste québécois;

c) que ces marchés soient aptes à s'adapter aussi l'importante variation interannuelle de la productivité des shales sur l'horizon considéré de quelques 16 ans;

d) que ces marchés soient aptes à tenir compte de l'importante variation saisonnière intra-annuelle de la demande de gaz de schiste et des importants besoins d'entreposage en résultant.

33 - Or aucune étude déposée au présent dossier ne permet d'entrevoir qu'il existerait des marchés d'exportation viables permettant d'absorber une production de gaz de schiste québécoise qui atteindrait de 200 % à 1200 % la demande québécoise.

A cela s'ajouteraient des contraintes additionnelles liées à la très grande variabilité interannuelle de la production du gaz de schiste, tel que vue plus haut.

De plus, une telle surproduction nécessiterait la construction d'infrastructures majeures d'exportation par gazoduc et/ou liquéfaction et transport maritime. Or de telles installations deviendraient caduques après 15-20 ans dès que l'on aura cessé de forer les nouveaux puits. En effet, la production de chaque puits de gaz de schiste décroît considérablement après la première année, de sorte qu'il est nécessaire d'en forer toujours de nouveaux pour maintenir la production. En raison de la courte durée de vie des puits de gaz de schiste, les promoteurs pourraient par conséquent être tentés d'éviter de faire construire de tels gazoducs et terminaux maritimes et préférer exporter ce gaz en le faisant circuler à travers le territoire québécois par train ou par camion (sous forme liquéfiée). Un tel choix nous apparaîtrait catastrophique puisque le transport de quantités massives de matières dangereuses par train et camion n'est presque pas réglementé au Canada et que l'on multiplierait ainsi les risques d'erreurs humaines et de bris mécaniques pouvant amener des tragédies telles que celle du Lac Mégantic.

L'existence ou non de marchés d'exportation et les moyens qui seraient pris pour transporter hors du Québec les quantités massives de gaz de schiste (que la viabilité de l'industrie requerrait de produire au Québec) constituent donc, on le voit, des enjeux majeurs. Or rien dans les travaux du *Comité d'évaluation stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)* n'appuie l'hypothèse de telles exportations massives.

Bien au contraire, le rapport *Genivar* déposé auprès de ce *Comité* indique même :

> *À moins d'un changement majeur, on peut s'attendre à ce que le Québec ait accès au gaz naturel à un coût relativement faible pour encore plusieurs années. Pour le développement de la filière des gaz de schiste au Québec, cette situation signifie à la fois :*
>
> *la nécessité d'opérer à partir de coûts de revient très bas, pouvant restreindre le potentiel de rentabilité;*
>
> ***une barrière à l'exportation vers les autres marchés nord-américains***. [33]

[33] **GENIVAR**, Dossier du BAPE no. 207, Pièce P3.8.2 (EC1-2), *Analyses en regard du développement éventuel de la filière des gaz de schiste*, Décembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.2.pdf , page 16. Souligné en caractères gras par nous.

> *le développement de la filière du gaz de schiste de façon indue pourrait aggraver encore davantage le positionnement concurrentiel des sources d'énergie renouvelables, dont l'hydroélectricité et les autres formes d'énergie émergente.* ***À l'échelle nord-américaine, l'exportation de gaz naturel vers les États-Unis, en présumant que celle-ci soit économiquement rentable, affecterait directement le positionnement concurrentiel de l'hydroélectricité****.* [34]
>
> *Dans la mesure où* ***le marché du gaz naturel en Europe*** *est marqué par des prix qui sont largement supérieurs à ceux observés en Amérique du Nord, l'exportation de gaz naturel vers ce marché pourrait logiquement constituer une avenue intéressante.*
>
> *Cependant,* ***plusieurs facteurs limitent cette opportunité de développement*** *:*
>
> - *La capacité actuelle de production aux États-Unis fait en sorte que l'industrie américaine dispose maintenant de volumes exportables. Des projets de terminaux méthaniers sont en cours aux États-Unis, non plus pour importer la ressource mais pour l'exporter et profiter des prix européens;*
> - *Parallèlement aux américains, d'autres fournisseurs potentiels, dont la Russie, s'intéressent à ce marché et peuvent bénéficier de certains avantages concurrentiels;*
> - ***Pour permettre l'exploitation de ce marché à partir du Québec, la construction d'infrastructures importantes de transport seraient nécessaires****.* [35]

Le rapport de Patrick González et als. déposé auprès du même *Comité d'évaluation stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)* confirme que, dans un avenir rapproché, les

---

34 **GENIVAR**, Dossier du BAPE no. 207, Pièce P3.8.2 (EC1-2), *Analyses en regard du développement éventuel de la filière des gaz de schiste*, Décembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.2.pdf , page 23. Souligné en caractères gras par nous.

35 **GENIVAR**, Dossier du BAPE no. 207, Pièce P3.8.2 (EC1-2), *Analyses en regard du développement éventuel de la filière des gaz de schiste*, Décembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.2.pdf , page 24. Souligné en caractères gras par nous.

États-Unis devraient devenir exportateurs et non pas importateurs de gaz naturel. Les États-Unis viseraient alors notamment le marché européen. [36]

Les perspectives d'un marché d'exportation massive pour absorber une surproduction de gaz de schiste québécois, telle que requise par les trois scénarios envisagés, sont donc quasi inexistantes.

Il est à noter que ces deux rapports précités (Genivar et Gonzales) ne sont devenus disponibles au *Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)* que dans les tout derniers jours de son mandat (septembre-décembre 2013), alors qu'il était probablement déjà trop tard pour réorienter son rapport synthèse :

Sur ces enjeux fondamentaux, le *Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)*, après trois ans de travaux, se contente en effet d'affirmer seulement ce qui suit :

> *Pour le moment, le Comité n'a pas cherché à déterminer à partir de quel point le Québec pourrait être autosuffisant et pourrait, à la limite, passer en mode exportation.* [37]

Le *Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (Comité ÉES)*, dans son propre rapport, n'a jamais réalisé que la production québécoise de gaz de schiste selon les scénarios de développement envisagés ne pouvait se réaliser sans l'existence d'un marché massif d'exportation.

---

36 **Patrick GONZÁLEZ, Carlos ORDÁS CRIADO, Markus HERRMANN - Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE) de l'Université Laval**, *Analyse du marché nord-américain du gaz naturel*, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR 3.8.1 (EC1-1), Septembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.8.1.pdf , pages 20 et suiv.

37 **COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE**, Dossier du BAPE no. 307, Pièce PR3.1, *Rapport synthèse. Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.1.pdf , page 6.

34 - Les prix du gaz de schiste indiqués par KPMG-SECOR au présent dossier sont par ailleurs assez élevés dans le rapport cité en référence :

Tableau 9
Caractéristiques économiques des trois scénarios géographiques [38]

	Production totale (EUR) par puits Gpi³	Seuil de rentabilité (par kpi³) $	Seuil de rentabilité (par GJ)
Scénario 3	3,00	5,54	5,25 $
Scénario 4	2,75	5,94	5,63 $
Scénario 5	2,50	6,39	6,06 $

Ce même rapport donne aussi les prix des sites américains suivants :

[38] **COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE**, L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent: scénarios de développement, Tableau 6, page 26.

Tableau 10
Exemples de prix de sites de gaz de shale américains[39]

Prix de vente au seuil de rentabilité selon le niveau de l'EUR				
États-Unis (shales)	EUR Gp³	Prix $US/1000p³	Prix $US GJ	Prix $US/m³
Barnett_DOFP_2008	2,895	3,70	3,51	0,13
Barnett_DOFP_2009	2,867	3,74	3,55	0,13
Fayetteville_DOFP_2008	2,463	3,65	3,46	0,13
Fayetteville_DOFP_2009	3,401	3,20	3,03	0,11
Woodford_DOFP_2008	2,544	7,35	6,97	0,26
Woodford_DOFP_2009	3,389	6,22	5,90	0,22
Haynesville_DOFP_2008	4,579	6,95	6,59	0,25
Haynesville_DOFP_2009	6,092	6,10	5,78	0,22
Eagle Ford_DOFP_2009	3,793	6,24	5,91	0,22

Les prix de la rentabilité du gaz de schiste au Québec ressemblent donc aux plus chers des sites américains décrits. Et cela sans avoir ajouté les coûts résultant des contraintes et de l'impact environnemental et social de cette filière très polluante et non acceptée socialement.

[39] **COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE**, L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent: scénarios de développement, Tableau 4, page 16.

35 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous invitons la Régie à constater l'irréalisme d'une stratégie d'approvisionnement gazière qui serait basée sur le gaz de schiste du Québec.

RECOMMANDATION NO. 4 :

L'IRRÉALISME D'UNE STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT GAZIÈRE QUI SERAIT BASÉE SUR LE GAZ DE SCHISTE DU QUÉBEC

● Nous invitons la Régie de l'énergie à constater l'irréalisme d'une stratégie d'approvisionnement gazière qui serait basée sur le gaz de schiste du Québec, pour les divers motifs énoncés au présent mémoire :

● Contrainte des 95 %/5 % de l'entente TCPL-Union Gas-Enbridge-Gmi.
● Non concordance entre les besoins québécois et la courbe pluri-annuelle de production de gaz de schiste.
● Besoins de l'industrie du gaz de schiste, pour assurer sa viabilité, d'une production totale québécoise trop élevée, et même plus élevée que la consommation totale du Québec, sans que soient disponibles les infrastructures et des marchés d'exportation adaptés à la courbe pluri-annuelle de production du gaz de schiste.
● Coûts trop élevés.
● Etc.

4.3 LE GAZ NATUREL RENOUVELABLE

36 - Au rapport KPMG-SECOR, les projets suivants sont présentés :

Tableau 11
Exemples de projets de gaz naturel renouvelable [40]

PROJETS MUNICIPAUX	ANNÉE DU DÉBUT D'OPÉRATION	CAPACITÉ À TERME millions m ³
Ville de St-Hyacinthe	2016	13,0
Ville Longueuil	2018	6,5
Ville de Québec	2018	2,0
Régie de Beauharnois	2018	2,0
Ville de Montréal (projet 1)	2019	3,3
Ville de Laval 2019	2019	3,0
Ville de Montréal (projet 2)	2022	3,3
AUTRES		
SEMER Rivière-du-Loup	2016	3,0
BFI Canada (Lachenaie)	2014	70,7
EBI Énergie	En opération	2,3
Total		109,1

37 - En comparaison au gaz de schiste, les auteurs de SECOR-KPMG ne voient pas de grand potentiel de gaz naturel renouvelable.

[40] **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3879-2014, Phase 2, Pièce B-0050, Gaz Métro-7, Document 1, Tableau 6, page 71.

38 - Pourtant, en comparant avec ce que nous indiquions dans notre rapport du dossier R-3824-2012, nous constatons que la production de biogaz-biométhane en Suède (qui présente de nombreuses similitudes avec le Québec) dépasse déjà la prévision de la production de biogaz-biométhane québécoise émise par SECOR-KPMG au présent dossier :

> *La production annuelle de biogaz et biométhane en Suède est actuellement de 134 10^6 m^3 (1,4TWh équiv.), une augmentation de 8 10^6 m^3 (0,086 TWh équiv.) par rapport à l'année précédente. En 2014, celle-ci devrait être de 240 10^6 m^3 (2,5 TWh équiv.) et de 288 10^6 m^3(3 TWh équiv.) en 2015. Toujours en 2011, la moitié du biogaz produit en Suède était du biométhane, c'est-à-dire 70 10^6 m^3 (0,734 TWh équiv.) sur un total de 144 10^6 m^3 (1,5 TWh équiv.), une augmentation de 21 % par rapport à l'année précédente.* [41]

Nous constations aussi un potentiel élevé pour la Suède :

> *Le calcul du potentiel de production du biogaz/biométhane d'un pays dépend en partie des technologies actuelles et futures. Selon l'agence suédoise de l'énergie, ce potentiel y serait actuellement de 960 10^6 m^3 à 1440 10^6 m^3 (10 à 15 TWh équiv.) annuellement. Mais la Suède développe actuellement la production de biométhane à partir de déchets forestiers, par gazéification. La production annuelle de biogaz/biométhane pourrait alors atteindre le chiffre de 5664 10^6 m^3 (59 TWh équiv.), pour un total théorique qui se situerait entre 6 624 10^6 m^3 et 7 104 10^6 m^3 (entre 69 et 74 TWh équiv.).*[42]

Nous constatons donc que le potentiel biogazier de la Suède dépasse à lui seul la consommation gazière totale de 2014 de Gaz Métro, qui est de 5 500 10^6 m^3. Le gaz naturel renouvelable pourrait donc selon nous jouer un plus grand rôle dans la planification des distributeurs gaziers du Québec si l'entente TCPL est modifiée par l'*Office national de l'énergie* comme nous le lui avons recommandé de manière à permettre aux distributeurs de gaz

---

41 **Kim CORNELISSEN avec la collaboration de Jacques FONTAINE pour SÉ-AQLPA,** Dossier R-3824-2012, Pièce C-SÉ-AQLPA-006, SÉ-AQLPA-1, Document 1, page 18.

42 **Kim CORNELISSEN avec la collaboration de Jacques FONTAINE pour SÉ-AQLPA,** Dossier R-3824-2012, Pièce C-SÉ-AQLPA-006, SÉ-AQLPA-1, Document 1, page 19.

québécois d'acquérir en biogaz au Québec pour plus de 5 % de leurs approvisionnement sans devoir payer à TCPL le transport Ontario-Québec correspondant.

39 - Biogaz versus Gaz conventionnel et Gaz de schiste dans le contexte du SPEDE : L'on doit aussi tenir compte du fait que le 1er janvier 2015, le *Système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions (SPEDE)* entrera en vigueur au Québec pour les distributeurs québécois de gaz.

Le SPEDE prévoit des frais importants pour le gaz naturel présentement distribué par ces distributeurs, lequel contient notamment du gaz conventionnel de l'Ouest et du gaz de schiste du Nord Est américain. Ces frais auront un impact sur les tarifs des clients de Gaz Métro (R-3879-2014 ph.1).

Le **biogaz** issu de la biométhanisation des déchets organiques (domestiques, agricoles, agro-alimentaires et forestiers), quant à lui, est **exempt de redevances au SPEDE**, puisque son cycle de vie démontre une séquestration du carbone plutôt qu'une émission d'équivalents CO_2. Ainsi, Gaz Métro soustrait déjà ses ventes de biogaz au calcul de sa redevance au SPEDE, ce qui allège proportionnellement l'impact du SPEDE sur les tarifs.

Ultimement, un approvisionnement en biogaz pour le Québec constituerait donc à la fois un gage d'approvisionnement continu, de sécurité énergétique gazière, une diminution des crédits de carbone à acheter par Gaz Métro et une diminution des tarifs aux clients. Sans compter que la production de biogaz aiderait le Gouvernement du Québec à atteindre sa cible de réduction des GES de 20 % d'ici l'an 2020.

À l'inverse, si par un sentiment d'insécurité énergétique le Gouvernement autorisait l'exploitation du gaz de schiste et si sa distribution dans le réseau de Gaz Métro venait à se concrétiser, il en résulterait une augmentation des tarifs afin de compenser les crédits de

carbone requis, lesquels, prévoit-on, coûteront entre 10 $ et 27 $ la tonne d'ici l'année 2020 [43], et entre 17 $ et 172 $ la tonne entre les années 2021 et 2035 [44].

40 - Contrairement au gaz de schiste, la production locale de biogaz, pour des fins d'intégration au réseau de Gaz Métro, bénéficierait par ailleurs d'une forte acceptabilité sociale, produirait peu d'impacts environnementaux et serait cohérente avec les politiques climatiques du gouvernement et de la *Convention cadre des Nations-Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)*.

41 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous invitons la Régie à recommander au gouvernement du Québec d'appuyer une stratégie d'approvisionnement gazière qui serait basée sur le biogaz-biométhane du Québec si la décision à venir de l'*Office national de l'énergie* du Canada (ONÉ) relative à l'*Entente TCPL-Union-Enbridge-Gmi* permet une exception à la règle du 5% pour le biogaz-biométhane. Le biogaz pourrait par ailleurs être utilisé par Gaz Métro et Gazifère dans le cadre du bloc de 5% que permet l'Entente TCPL.

---

43 **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3879-2014 Pièce B-0026, GM-1, Document. 1, Rapport ÉcoRessources, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/253/DocPrj/R-3879-2014-B-0026-Demande-PieceRev-2014_05_23.pdf , page 11 et 133.

44 **GAZ MÉTRO**, Dossier R-3879-2014, Pièce B-0026, GM-1, Document. 1, Rapport ÉcoRessources, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/253/DocPrj/R-3879-2014-B-0026-Demande-PieceRev-2014_05_23.pdf , pages 17-22 et 139-144.

RECOMMANDATION NO. 5 :

LE BIOGAZ-BIOMÉTHANE DU QUÉBEC

Nous invitons la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec d'appuyer une stratégie d'approvisionnement gazière qui serait basée sur le biogaz-biométhane du Québec si la décision de l'*Office national de l'énergie* du Canada (ONÉ) relative à l'*Entente TCPL-Union-Enbridge-Gmi* permet une exception à la règle du 5% pour le biogaz-biométhane. Le biogaz pourrait par ailleurs être utilisé par Gaz Métro et Gazifère dans le cadre du bloc de 5% que permet l'Entente TCPL.

4.4 LES OUTILS DE PLANIFICATION À LA DISPOSITION DE LA RÉGIE

42 - Après que le gouvernement du Québec aura formulé sa politique énergétique des années 2015-2030, sa mise en œuvre annuelle ou triannuelle, notamment dans les plans d'approvisionnement des distributeurs gaziers Gaz Métro et Gazifère inc. et dans l'autorisation des dépenses et investissements en résultant, continuera de relever de la Régie de l'énergie.

Or, il ressort du présent dossier que les décisions d'approvisionnement, d'investissements et même éventuellement d'efficacité énergétique, devront dorénavant tenir compte aussi du gaz naturel utilisé pour les véhicules ainsi que de l'approvisionnement en biogaz-biométhane. De même, la Régie pourrait être appelée à exercer un rôle plus contraignant afin d'amener au besoin un distributeur gazier à maintenir ou accroître ses efforts en efficacité énergétique lorsque l'équilibre offre-demande er la sécurité et les coûts des approvisionnements le requièrent; or les pouvoirs de la Régie en efficacité énergétique à cet égard sont incertains.

Par conséquent, afin d'accroître les outils dont la Régie disposera pour exercer son rôle d'approbation des plans d'approvisionnement de Gaz Métro et de Gazifère et ses autres mandats dans la foulée des orientations qui seront exprimées par le gouvernement du Québec, nous recommandons aussi ce qui suit :

RECOMMANDATION NO. 6 :

GAZ NATUREL POUR VÉHICULES

Nous invitons la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec de proposer un amendement à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de reconnaitre le gaz naturel pour véhicule (GNV) comme étant règlementé par la Régie de l'énergie lorsque distribué par un distributeur gazier qui lui est déjà assujetti. Il est en effet souhaitable que ce secteur soit soumis aux examens publics et à la planification de l'offre et de la demande par la Régie.

RECOMMANDATION NO. 7 :

AIDE FINANCIÈRE À LA PURIFICATION DU BIOGAZ AUX FINS DE SON INJECTION SUR LE RÉSEAU GAZIER

Nous invitons la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec de proposer un amendement à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin d'accorder aux distributeurs gaziers (Gaz Métro et Gazifère) le pouvoir d'accorder une aide financière à la purification du biogaz produit par des tiers aux fins de son injection sur le réseau gazier ou d'aider financièrement à la construction d'équipements à cet effet ou les construire eux-mêmes, dans le cadre de leurs activités règlementées.

Nous invitons également la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec de proposer un amendement à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de reconnaitre le biogaz comme étant règlementé par la Régie de l'énergie lorsque distribué par un distributeur gazier qui lui est déjà assujetti. Il est en effet souhaitable que ce secteur soit soumis aux examens publics et à la planification de l'offre et de la demande par la Régie.

Nous invitons également la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec d'émettre un décret selon l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* énonçant à la Régie que celle-ci doit *« tenir compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales du gouvernement en faveur du biogaz »*.

RECOMMANDATION NO. 8 :

POUVOIR DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE D'IMPOSER LA MISE EN PLACE OU LE MAINTIEN DE PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Nous invitons la Régie de l'énergie à recommander au gouvernement du Québec de proposer un amendement à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin d'établir que celle-ci a le pouvoir d'imposer à un distributeur de maintenir ou de créer un programme d'efficacité énergétique. Il est en effet souhaitable de confirmer législativement que la Régie peut, au moins dans le cadre de la planification de l'offre et de la demande, imposer des exigences à un distributeur en matière d'efficacité énergétique.

5

CONCLUSION

43 - L'*Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* et *Stratégies Énergétiques (S.É.)* invitent respectueusement la *Régie* à faire siennes les recommandations exprimées au présent mémoire.

44 - Le tout respectueusement soumis.

_____