

D-2002-95

R-3401-98

30 avril 2002

---

**PRÉSENTS :**

M<sup>c</sup> Marc-André Patoine, B.A., LL.L

M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA

M. François Tanguay

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Intervenants et observateur dont les noms apparaissent à la  
page suivante**

Intervenants

---

*Décision concernant la demande révisée relative à la  
modification des tarifs de transport d'électricité*

Audience relative à la modification des tarifs de transport  
d'électricité (*Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art.  
48 à 51)

**LISTE DES INTERVENANTS :**

- Action Réseau consommateur, Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale et Centre d'études réglementaires du Québec (ARC-FACEF-CERQ);
- Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEF de Québec);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité, Association des industries forestières du Québec Ltée et Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (Coalition industrielle);
- Gazoduc TransQuébec & Maritimes Inc. (Gazoduc TQM);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD);
- Groupe STOP et Stratégies énergétiques (STOP/S.É.);
- New Brunswick Power Corporation (Énergie NB);
- New York Power Authority (NYPA);
- Ontario Power Generation (OPG);
- Option Consommateurs (OC);
- PG&E National Energy Group Inc. (NEG);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Sempra Energy Trading Corporation (SET);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM).

**OBSERVATEUR :**

- Independent Electricity Market Operator (IMO).

## TABLE DES MATIÈRES

	<i>Page</i>
1. Introduction .....	11
1.1. Historique du dossier .....	11
1.2. Commentaires généraux .....	15
2. Hydro-Québec dans ses activités de transport .....	21
2.1. Séparation fonctionnelle .....	23
2.1.1. Position des parties .....	23
2.1.2. Opinion de la Régie .....	36
2.2. Code de conduite .....	38
2.2.1. Position des parties .....	38
2.2.2. Opinion de la Régie .....	42
2.3. Identification des activités de transport .....	45
2.3.1. Position des parties .....	45
2.3.2. Opinion de la Régie .....	49
Annexe 1 .....	52
Annexe 2 .....	53
2.4. Politique de prix de cession .....	54
2.4.1. Position des parties .....	54
2.4.2. Opinion de la Régie .....	59
3. Prévision des besoins et investissements projetés .....	61
3.1. Besoins du réseau de transport .....	61
3.1.1. Besoins de la charge locale .....	61
3.1.1.1. Position des parties .....	61
3.1.1.2. Opinion de la Régie .....	62
3.1.2. Besoins du service en réseau intégré .....	62
3.1.3. Besoins du service de point à point de long terme .....	63
3.1.3.1. Position des parties .....	63
3.1.3.2. Opinion de la Régie .....	66
3.2. Investissements projetés du réseau de transport .....	68
3.2.1. Position des parties .....	68
3.2.2. Opinion de la Régie .....	72
Annexe 3 .....	74
Annexe 4 .....	75
3.3. Budget d'investissement .....	76
3.3.1. Position des parties .....	76
3.3.2. Opinion de la Régie .....	76

3.4.	Modalités d'approbation des futures additions à la base de tarification.....	77
3.4.1.	Position des parties.....	77
3.4.2.	Opinion de la Régie.....	78
4.	Projections financières.....	81
4.1.	Principes réglementaires, conventions comptables et méthodologies.....	83
4.1.1.	Position des parties.....	83
4.1.2.	Opinion de la Régie.....	90
	Annexe 5.....	95
4.2.	Dépenses nécessaires à la prestation du service de transport.....	99
4.2.1.	Qualité de l'information.....	99
4.2.1.1	Position des parties.....	99
4.2.1.2	Opinion de la Régie.....	102
4.2.2.	Les dépenses de l'année témoin projetée 2001.....	105
4.2.2.1	Position des parties.....	105
4.2.2.2	Opinion de la Régie.....	117
	Annexe 6.....	121
4.3.	Base de tarification.....	122
4.3.1.	Position des parties.....	122
4.3.2.	Opinion de la Régie.....	130
4.4.	Taux de rendement sur la base de tarification.....	134
4.4.1.	La structure de capital.....	134
4.4.1.1	Position des parties.....	134
4.4.1.2	Opinion de la Régie.....	141
4.4.2.	Le coût de la dette.....	143
4.4.2.1	Position des parties.....	143
4.4.2.2	Opinion de la Régie.....	147
4.4.3.	Le taux de rendement sur l'avoir propre et la base de tarification.....	149
4.4.3.1	Position des parties.....	149
4.4.3.2	Opinion de la Régie.....	163
	Annexe 7.....	169
4.4.4.	Le coût en capital prospectif.....	170
4.4.4.1	Position des parties.....	170
4.4.4.2	Opinion de la Régie.....	171
5.	Allocation des coûts.....	173
5.1.	Détermination du revenu requis résiduel.....	173
5.1.1.	Position des parties.....	173
5.1.2.	Opinion de la Régie.....	174
5.2.	Estimation des revenus des ventes à court terme.....	175
5.2.1.	Position des parties.....	175
5.2.2.	Opinion de la Régie.....	177

5.3.	Méthodologie d'allocation des coûts.....	179
5.3.1.	Position des parties.....	179
5.3.2.	Opinion de la Régie.....	210
6.	Détermination des tarifs.....	217
6.1.	Structure des tarifs.....	217
6.1.1.	Position des parties.....	217
6.1.2.	Opinion de la Régie.....	244
6.2.	Part du ratio de charge.....	248
6.2.1.	Position des parties.....	248
6.2.2.	Opinion de la Régie.....	253
6.3.	Tarifs de court terme.....	255
6.3.1.	Position des parties.....	255
6.3.2.	Opinion de la Régie.....	264
6.4.	La politique de rabais.....	267
6.4.1.	Position des parties.....	267
6.4.2.	Opinion de la Régie.....	280
6.5.	Services complémentaires.....	284
6.5.1.	Position des parties.....	284
6.5.2.	Opinion de la Régie.....	285
7.	Pertes de transport.....	287
7.1.	Position des parties.....	287
7.2.	Opinion de la Régie.....	290
8.	Ajouts au réseau de transport.....	293
8.1.	Position des parties.....	293
8.2.	Opinion de la Régie.....	297
9.	Indices de performance déposés par le transporteur.....	301
9.1.	Position des parties.....	301
9.2.	Opinion de la Régie.....	303
10.	Commercialisation.....	307
10.1.	Système d'information en temps réel (OASIS).....	307
10.1.1.	Position des parties.....	307
10.1.2.	Opinion de la Régie.....	311
10.2.	Procédures d'attribution initiale de la capacité de transport et de renouvellement de contrats.....	315
10.2.1.	Position des parties.....	315
10.2.2.	Opinion de la Régie.....	318
10.3.	Le point de réception « Montréal », identifié comme HQT sur OASIS.....	321
10.3.1.	Position des parties.....	321
10.3.2.	Opinion de la Régie.....	325

10.4.	Transactions d'achat-revente.....	327
10.4.1.	Position des parties.....	327
10.4.2.	Opinion de la Régie.....	329
11.	Modifications au document Tarifs et conditions.....	331
11.1.	Codification des conditions de desserte de la charge locale.....	331
11.1.1.	Position des parties.....	331
11.1.2.	Opinion de la Régie.....	334
11.2.	Fiabilité des autres réseaux de transport et de distribution (article 6.2).....	338
11.2.1.	Position des parties.....	338
11.2.2.	Opinion de la Régie.....	338
11.3.	Réduction du service de transport ferme (article 13.6 et 33).....	339
11.3.1.	Position des parties.....	339
11.3.2.	Opinion de la Régie.....	342
11.4.	Production ilotée.....	344
11.4.1.	Position des parties.....	344
11.4.2.	Opinion de la Régie.....	344
11.5.	Autres changements aux Tarifs et conditions.....	345
11.5.1.	Position des parties.....	345
11.5.2.	Opinion de la Régie.....	351
12.	Autres sujets de décision.....	357
12.1.	Fermeture réglementaire.....	357
12.1.1.	Position des parties.....	357
12.1.2.	Opinion de la Régie.....	363
12.2.	Comptes de nivellement.....	368
12.2.1.	Position des parties.....	368
12.2.2.	Opinion de la Régie.....	369
12.3.	L'opportunité de traiter d'un mécanisme de rendement incitatif.....	370
12.3.1.	Position des parties.....	370
12.3.2.	Opinion de la Régie.....	372
12.4.	Conditions de sortie et de retour des réseaux municipaux.....	373
12.4.1.	Position des parties.....	373
12.4.2.	Opinion de la Régie.....	374
12.5.	Article 75.....	375
	Annexe 8.....	376
13.	Ordonnances provisoires.....	377
13.1.	Position des parties.....	377
13.2.	Opinion de la Régie.....	379
14.	Frais des intervenants.....	381
15.	Dispositif.....	383

### 3.4. MODALITES D'APPROBATION DES FUTURES ADDITIONS A LA BASE DE TARIFICATION

Dans sa décision D-2000-102, la Régie a reconnu que les modalités d'approbation des additions à la base de tarification dans les causes tarifaires futures était un sujet à débattre dans le cadre de la présente cause.<sup>250</sup>

#### 3.4.1. POSITION DES PARTIES

Selon le transporteur, les modalités d'approbation des futures additions à la base de tarification sont définies dans la Loi, plus particulièrement aux articles 72 et 73. Dans son argumentation, le transporteur mentionne que :

*« Il est évident que les préoccupations comme celles exprimées par le Centre Hélios<sup>42</sup> pour le compte du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« le RNCREQ ») de même que S.T.O.P./Stratégies énergétiques (« STOP/SÉ »)<sup>43</sup> quant à la planification du réseau de transport d'électricité et à une politique d'additions à la base de tarification, devraient être abordées, dans un premier temps, lors de l'approbation du plan d'approvisionnement du distributeur en vertu de l'article 72, ensuite lorsque devra être pris en compte, dans l'octroi des contrats d'approvisionnement du distributeur, le coût de transport applicable et, enfin, plus spécifiquement, lorsque le transporteur d'électricité demandera l'autorisation de la Régie, en vertu de l'article 73, pour acquérir ou construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité. »<sup>251</sup>*

Étant donné qu'il existe un mécanisme pour l'approbation des projets par la Régie, le transporteur propose d'utiliser celui-ci plutôt que le dossier tarifaire. À son avis, la discussion la plus intéressante se fera de façon structurée, ordonnée et complète à travers les articles de la Loi cités plus haut.<sup>252</sup>

Selon le RNCREQ, l'application des divers articles de la Loi mentionnés par le transporteur ne permet pas de donner cette vision d'ensemble de l'évolution prévue du réseau de transport. Il ajoute, de plus, que les solutions proposées par le transporteur ne permettent pas aux intervenants et à la Régie d'intervenir suffisamment tôt dans le processus pour qu'il soit réellement possible de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable.<sup>253</sup>

<sup>250</sup> Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 36.

<sup>251</sup> Argumentation d'Hydro-Québec, page 26.

<sup>252</sup> NS, 12 avril 2001, volume 8, page 117.

<sup>253</sup> Argumentation du RNCREQ, page 56

Selon OC, l'hypothèse implicite faite par Hydro-Québec est qu'une fois l'approbation par la Régie d'un nouveau projet d'investissement reçue, sur la base des projections *ex ante* de coûts et de revenus, l'addition à la base de tarification dans le futur est chose faite, et ce, indépendamment du coût *ex post* de ce nouvel investissement et des actions entreprises par l'entreprise pour le réaliser. Ainsi l'approbation *ex ante* d'un projet serait suffisante pour que la Régie juge l'investissement « *prudemment acquis* ». <sup>254</sup>

L'intervenante est d'avis que le caractère *prudemment acquis* n'est en rien tributaire de la décision *ex ante*. Elle propose que, lors de leur approbation par la Régie, les immobilisations en cours soient portées à un compte de frais reportés pour traitement réglementaire ultérieur, et qu'à la suite de la mise en exploitation d'un projet, la Régie étudie la raisonnable des frais encourus par le transporteur et le caractère *prudemment acquis* des nouvelles installations. Ceci implique l'instauration d'un mécanisme en deux étapes pour l'approbation de nouvelles immobilisations à la base de tarification.

### 3.4.2. OPINION DE LA RÉGIE

La Régie juge opportun de préciser qu'une distinction doit être faite entre l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs au réseau de transport et la prise en compte de la valeur de ceux-ci dans l'établissement de la base de tarification du transporteur.

Quant à l'autorisation d'ajouts d'immeubles ou d'actifs destinés au transport, l'article 73 de la Loi prévoit que le transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement. Le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* <sup>255</sup>, approuvé par le gouvernement du Québec en date du 23 août 2001, prescrit les divers renseignements que le transporteur doit fournir en vue de permettre à la Régie de statuer sur une demande d'autorisation de projets ou d'investissements visant, notamment, l'acquisition ou la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité.

Le transporteur doit, entre autres, identifier les objectifs visés par les projets ou investissements, la justification de ceux-ci en relation avec les objectifs visés, les coûts qui y seraient associés et l'impact éventuel sur les tarifs de transport.

Toutefois, le caractère *prudemment acquis* et utile d'actifs pour l'exploitation du réseau de transport ainsi que leur juste valeur pour les fins de l'établissement de la base de tarification

<sup>254</sup> Argumentation d'OC, page 10.

<sup>255</sup> *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie.*



du transporteur doivent faire l'objet d'un examen lors d'un dossier tarifaire, tel que prévu au paragraphe 1 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi, même si l'ajout de ces actifs a été autorisé par la Régie en vertu de l'article 73 de la Loi.

En conséquence, la Régie est d'avis que c'est dans ce cadre défini par la Loi que l'inclusion d'actifs à la base de tarification doit être traitée.



## 6. DETERMINATION DES TARIFS

### 6.1. STRUCTURE DES TARIFS

#### 6.1.1. POSITION DES PARTIES

##### *Principes de tarification*

Selon le transporteur, la tarification proposée des services de transport a été élaborée en tenant compte des particularités du réseau de transport d'Hydro-Québec, de la tarification en vigueur depuis 1997 de même que du contexte réglementaire et juridique encadrant le transport d'électricité au Québec.<sup>917</sup>

Pour le transporteur, les tarifs proposés :

*« permettent la récupération des revenus requis de transport, offrent un bon signal de prix qui traduit la causalité des coûts, reflètent la nature intégrée du réseau de transport, respectent le principe d'uniformité territoriale et offrent un accès libre et comparable au réseau. »<sup>918</sup>*

Le D<sup>r</sup> Ren Orans, expert de la demanderesse, considère que la structure d'un tarif (« *rate design* ») de transport devrait satisfaire aux objectifs qui y sont sous-jacents. Il mentionne :

*« Transmission tariff design should:*

*A) meet the goals of transmission rate design,*

*1) to collect the transmission revenue requirement;*

*2) to be simple to implement and use;*

*3) to offer open and comparable access;*

*4) to be equitable, and*

*5) to promote efficiency;*

*B) be consistent with the industry standard; and*

*C) be appropriate for the market environment in which it is applied. »<sup>919</sup>*

Selon l'expert, les tarifs proposés par le transporteur respectent les sept objectifs ci-dessus, notamment<sup>920</sup> les objectifs B et C :

*« As I explained earlier in my testimony, Hydro-Québec's proposal is consistent with the FERC Pro Forma tariff, which is the standard tariff form used by the vast majority of all North American transmission owners. »<sup>921</sup>*

<sup>917</sup> HQT-10, document 1, page 6.

<sup>918</sup> Argumentation d'Hydro-Québec, page 150.

<sup>919</sup> HQT-10, document 4, page 3.

<sup>920</sup> HQT-10, document 4, pages 15 à 18.

<sup>921</sup> HQT-10, document 4, page 17.

[...]

*Québec has a centralized market environment in which efficient dispatch and reliable operation are achieved by the integrated utility. Under these conditions, a postage stamp design based on average embedded costs as proposed by Hydro-Québec is the most appropriate choice. »<sup>922</sup>*

Pour le transporteur, sa proposition tarifaire est bien adaptée au contexte réglementaire et juridique encadrant le transport de l'électricité au Québec.<sup>923</sup>

L'expert, en réponse à une demande de renseignements, précise également que les tarifs de transport devraient respecter les principes de causalité des coûts et de l'utilisateur payeur :

*« Transmission rates should respect cost causality and the principle of user-pay. The principle of cost causality in this context means that transmission rates are designed to collect the transmission revenue requirement of the grid built to serve all users under open access.*

*The user-pay principle implies that users of the transmission system should pay based on their usage of the system. »<sup>924</sup>*

Le réseau de transport d'Hydro-Québec est un réseau conçu de façon à répondre en tout temps aux besoins en électricité qui atteignent leur maximum en période d'hiver.

Le réseau de transport doit être en mesure de répondre à cette demande. Une fois les équipements installés, les besoins de transit correspondant aux autres périodes de l'année peuvent être satisfaits à un coût marginal très faible. Il est donc nécessaire que les tarifs de transport proposés reconnaissent l'importance de la pointe annuelle dans les dépenses engagées par le transporteur pour répondre aux besoins de la charge locale.<sup>925</sup>

Dans sa présentation en audience, le transporteur mentionne que la tarification proposée tient compte de l'intégralité du réseau de transport et de l'uniformité territoriale.

*« En conclusion, ce que nous vous proposons ici, c'est une tarification qui tient compte de l'intégralité du réseau de transport, la Loi de la Régie, articles 2 et 164.1, en se basant sur ce que tous les actifs sont utilisés ou susceptibles d'être utilisés par tous les clients et servent tous à la fiabilité du réseau de transport, à ce moment-là nous avons considéré les revenus requis comme un tout à être récupéré par tous les clients, auprès de tous les clients.*

*C'est une tarification qui tient compte de l'uniformité territoriale, article 49 de la Loi de la Régie de l'énergie qui indique qu'il y a uniformité territoriale [...]. »<sup>926</sup>*

<sup>922</sup> HQT-10, document 4, page 18.

<sup>923</sup> Argumentation d'Hydro-Québec, page 150.

<sup>924</sup> HQT-13, document 1, pages 110 et 111.

<sup>925</sup> HQT-10, document 1, page 6.

<sup>926</sup> NS, 14 mai 2001, volume 19, page 79.

Selon le transporteur :

*« C'est une tarification qui assure un traitement comparable de tous les clients, assure un accès non discriminatoire au réseau [...]. C'est une tarification qui permet une utilisation efficace des actifs de transport en donnant à la force commerciale toute la souplesse nécessaire pour obtenir une réduction des coûts assumés par la charge locale. »<sup>927</sup>*

Dans son argumentation écrite, le transporteur considère qu'au-delà de la prise en compte des critères associés à l'allocation des coûts apportés en preuve, ceux propres à la construction et à la conception des tarifs doivent aussi être intégrés lors de cet exercice. Aux résultats de l'allocation des coûts viennent s'ajouter les autres éléments de la politique tarifaire qui alimentent la conception des tarifs.<sup>928</sup>

#### *Récupération du revenu requis et tarifs au coût moyen, exprimés en \$/kW*

Les tarifs de transport sont établis afin de récupérer les revenus requis de transport pour l'année témoin à partir de l'utilisation du réseau.

Le transporteur propose des tarifs de transport fondés sur les coûts moyens. De son point de vue, cette approche est la plus équitable pour les clients de charge locale.<sup>929</sup>

Pour le transporteur, l'approche du coût moyen permet de récupérer auprès de l'ensemble des clients les coûts de transport nécessaires pour répondre à leur utilisation du réseau.

Le D<sup>r</sup> Ren Orans mentionne dans son témoignage écrit :

*« Hydro-Québec's proposed tariff prices the Network Integration, native load, and point-to-point services based on average embedded costs, thus ensuring the full collection of the estimated transmission revenue requirement. »<sup>930</sup>*

Cette approche est également en continuité avec la pratique tarifaire en usage au Québec et partout ailleurs, dans le domaine du transport et de la distribution, tout comme le principe de l'uniformité territoriale.<sup>931</sup>

Le transporteur propose des tarifs à composante unique de puissance, exprimés en \$/kW. Sa position est justifiée essentiellement par le fait que la presque totalité des coûts associés au réseau de transport est allouée à la puissance.<sup>932</sup>

<sup>927</sup> NS, 14 mai 2001, volume 19, page 80.

<sup>928</sup> Argumentation d'Hydro-Québec, pages 135 et 136.

<sup>929</sup> HQT-10, document 1, page 6.

<sup>930</sup> HQT-10, document 4, page 15.

<sup>931</sup> HQT-10, document 1, pages 6 et 7.

<sup>932</sup> HQT-10, document 1, page 11.

Pour le transporteur, il s'agit là de la pratique usuelle dans l'industrie.<sup>933</sup> Le transporteur réfère à cet effet au balisage qu'il a effectué auprès de compagnies canadiennes et américaines et dont les résultats font état de tarifs exprimés en \$/kW.<sup>934</sup> Ce serait aussi l'approche reconnue par la FERC, le tarif pro forma étant exprimé en \$/kW.<sup>935</sup>

Pour le transporteur, l'ajout d'une composante énergie exprimée en ¢/kWh à la structure tarifaire actuelle exprimée en \$/kW n'est pas justifié, de par l'aspect «négligeable» des coûts variables qui définiraient la composante énergie du coût de transport.<sup>936</sup>

En outre, le transporteur précise qu'en général, une composante en énergie ajoutée à une structure tarifaire de transport tient compte du taux des pertes observées sur le réseau de transport. Or, il n'est pas nécessaire d'en tenir compte dans la structure tarifaire proposée puisque c'est le client du service de transport qui doit compenser les pertes ou se procurer les quantités correspondantes auprès d'un producteur lorsqu'il effectue un transit sur le réseau.<sup>937</sup>

Le transporteur mentionne qu'un tarif de transport en énergie applicable à tous les clients ne permettrait pas de refléter les coûts résultant des appels de puissance et encouragerait une sous-utilisation du réseau de transport.<sup>938</sup>

Concernant l'impact d'une tarification en puissance, le transporteur indique que ce type de tarification ne pénalise pas en soi les fournisseurs qui alimentent les clients de charge locale puisque le critère de sélection du distributeur s'appuie sur les dépenses additionnelles qu'il devra engager, et non sur leur traitement tarifaire.<sup>939</sup> Par contre, un tarif de transport en énergie favoriserait les clients à faible facteur d'utilisation, notamment les producteurs d'énergie de source intermittente. En revanche, le transporteur considère cette solution comme inefficace puisqu'elle ne reflète pas les différences de coûts résultant du taux d'utilisation des capacités de transport mobilisées.<sup>940</sup>

<sup>933</sup> HQT-10, document 1, page 1.

<sup>934</sup> HQT-10, document 1.7, page 4; HQT-10, document 1.1.

<sup>935</sup> HQT-10, document 1.7, page 4.

<sup>936</sup> HQT-10, document 1, page 13; HQT-10, document 1.7, page 4.

<sup>937</sup> HQT-10, document 1, page 13.

<sup>938</sup> HQT-10, document 1, page 14.

<sup>939</sup> HQT-10, document 1, page 14.

<sup>940</sup> HQT-10, document 1, page 14.

L'aspect incitatif des tarifs différenciés dans le temps est également mis en évidence par l'ACEF de Québec et le RNCREQ. Selon ces intervenants, de tels tarifs inciteraient à une meilleure utilisation du réseau dans l'année.<sup>1095, 1096, 1097</sup>

Par contre, lorsque contre-interrogé par STOP/S.É., le transporteur témoigne de son opposition à la mise en place de tels tarifs, de par le manque de flexibilité qu'il occasionne dans la fixation des prix qui, étant donné la volatilité des prix dans les marchés à court terme, pourrait faire perdre des occasions de marché.<sup>1098</sup>

Le transporteur indique également que le marché ne peut pas être dirigé avec des tarifs différenciés :

*« On ne peut pas, on ne pourra pas diriger le marché avec des tarifs de transport là, le marché il s'en va là où le marché chauffe et ce n'est pas le tarif de transport qui va déterminer ça là, on est marginal à côté de ce qui se passe dans les marchés là présentement. »<sup>1099</sup>*

#### 6.1.2. OPINION DE LA RÉGIE

Dans cette section, la Régie traite de la structure de tarifs pour les services de transport ferme de point à point à long terme. Elle note, par ailleurs, que les principes appliqués ici devraient être cohérents avec ceux utilisés pour calculer la facture pour la charge locale ainsi que les tarifs des services de point à point à court terme et les rabais qui y seraient appliqués.

##### *Approche de tarification*

La Régie accepte, de façon générale, la structure tarifaire proposée par le transporteur pour les services à long terme, avec des tarifs basés sur le coût moyen de l'ensemble du réseau, calculés en fonction des puissances à la pointe du réseau.

La structure proposée est compatible avec la Loi, dont les articles 2 et 49, alinéa 1, paragraphe 11, ont des implications contraignantes pour la tarification. La tarification proposée est calculée à partir des coûts de tous les équipements inclus à l'article 2 « Réseau de transport de l'électricité ». Les tarifs timbre-poste proposés respectent l'esprit de la Loi, article 49, alinéa 1, paragraphe 11, qui prescrit l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport.

<sup>1095</sup> Argumentation de l'ACEF de Québec, page 34.

<sup>1096</sup> NS, 28 mai 2001, volume 27, pages 21 à 23.

<sup>1097</sup> Argumentation du RNCREQ, page 83.

<sup>1098</sup> NS, 22 mai 2001, volume 23, page 225.

<sup>1099</sup> NS, 22 mai 2001, volume 23, page 226.

Selon la Régie, un tarif timbre-poste, basé sur les coûts moyens, s'inscrit dans la continuité des pratiques d'Hydro-Québec qui est déjà reflétée, notamment, par le Règlement 659. Un tel tarif reconnaît également l'historique de la construction du réseau de transport réalisée alors que le réseau était considéré comme un tout indissociable.<sup>1100</sup>

### *Tarifs dégroupés ou par fonction*

Plusieurs intervenants s'opposent à la tarification proposée pour la raison que certaines catégories de consommateurs n'utilisent pas tous les équipements de transport. Ainsi, d'une part, ARC-FACEF-CERQ et l'ACEF de Québec considèrent que le RMCC et les interconnexions servent surtout à des fins d'exportation. D'autre part, la Coalition industrielle, Énergie NB et NEG proposent diverses formules pour accorder des rabais pour certaines transactions de point à point. Ils prétendent que divers équipements ne servent qu'à transiter de l'électricité produite par Hydro-Québec Production.

La Régie ne peut, à partir de la preuve devant elle, acquiescer aux demandes de certains intervenants, notamment, celles de la Coalition industrielle, d'Énergie NB et de NEG, visant à réduire leur coût de transport par le biais d'une allocation plus fine des coûts entre les services de transport ou par l'octroi de rabais sur certaines composantes du réseau. À titre d'exemple, aux yeux de la Régie, les interconnexions peuvent à la fois servir aux besoins de la charge locale, aux exportations d'Hydro-Québec et aux autres utilisateurs du réseau.

Plusieurs intervenants réclament des modifications tarifaires à la proposition du transporteur à la suite d'une étude d'allocation des coûts par fonction, mais pour des objectifs divers. La Régie constate que la reconnaissance de certains coûts peut être à l'avantage d'une catégorie de clients alors que dans d'autres cas, ce sera le contraire. En effet, la tarification doit tenir compte des coûts de service, comme stipulé à l'article 49, alinéa 1, paragraphe 6, comme l'ont retenu certains, mais elle doit aussi tenir compte d'autres considérations. Pour cette raison, la Régie juge nécessaire le dépôt d'une étude d'allocation des coûts par service détaillée par fonction, telle que décrite dans la section précédente.

Toute solution proposée devrait tenir compte des restrictions juridiques. Par exemple, une tarification qui tiendrait compte de la situation géographique du client sur le réseau irait à l'encontre du principe de l'uniformité territoriale de la tarification sur l'ensemble du réseau de transport qui est à la base de la volonté du législateur en matière de tarification de l'électricité.

---

<sup>1100</sup> HQT-10, document 1, page 33, lignes 3 à 5.



### *Uniformité des tarifs*

La Régie réitère la position qu'elle a formulée dans sa décision D-2000-102 à l'effet que l'uniformité territoriale n'implique pas nécessairement une allocation uniforme des coûts ni des tarifs uniformes.<sup>1101</sup> L'uniformité territoriale consiste à s'assurer que les tarifs seront les mêmes pour tous les clients qui utilisent le même service de transport. La Régie est d'avis que des tarifs timbre-poste peuvent être différenciés selon les services, dans la mesure où les tarifs établis ne varient pas en fonction de critères géographiques, tels que la distance ou la localisation du client.

La Régie retient que la différenciation des tarifs par type de service est une pratique courante en Amérique du Nord, tel que confirmé par l'expert d'Hydro-Québec, le D<sup>r</sup> Ren Orans.<sup>1102</sup>

Pour le futur, la Régie considère que le choix de la structure tarifaire devra être revu à la lumière des résultats de l'étude d'allocation des coûts détaillée ordonnée dans la présente décision. Quelle que soit l'alternative étudiée, son acceptabilité devra être évaluée sous l'angle de sa conformité à la Loi.

### *Tarifification basée sur la puissance*

La Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à l'application d'une tarification exprimée en \$/kW aux clients du service de point à point ferme. Compte tenu de la preuve au dossier,<sup>1103</sup> la Régie est d'avis qu'un tel tarif assure une continuité par rapport au tarif existant et correspond à la pratique courante dans l'industrie.

### *Autres considérations*

Une tarification du transport de type timbre-poste comporte certains bénéfices du point de vue de développement durable, puisqu'il ne défavorise pas les producteurs d'énergie renouvelable et le développement régional des sources d'énergies.

La Régie retient les propos de certains intervenants quant aux avantages de tarifs différenciés dans le temps. De telles approches peuvent augmenter l'efficacité économique de la tarification. Bien que la structure des tarifs de long terme proposée ne reflète aucunement ces impératifs, cette lacune pourrait être compensée dans la pratique par une politique de rabais bien appliquée et/ou une tarification de la congestion appropriée. La Régie considère qu'une politique de rabais, examinée dans la section 6.4, est un pendant complémentaire essentiel à la structure tarifaire proposée.

<sup>1101</sup> Décision D-2000-102, 2 juin 2000, page 13.

<sup>1102</sup> NS, 15 mai 2001, volume 20, page 182, A 378.

<sup>1103</sup> HQT-10, document 1, page 66; HQT-13, document 1, page 128.

Plusieurs intervenants (Énergie NB, NEG et Coalition industrielle) ont souligné le niveau des tarifs très élevé, pour le long terme et surtout pour le court terme. Le transporteur a répondu que ceci est un reflet de la nature du réseau d'Hydro-Québec, qui est étendu et relativement moderne. Il souligne également que la comparaison devrait tenir compte des modalités tarifaires, tels les tarifs de congestion et les rabais. La Régie note que les utilisateurs du réseau autres qu'Hydro-Québec Production sont surtout clients du service de point à point à court terme, et elle traite de ce sujet dans la section 6.3.

En conséquence, aux fins du présent dossier, la Régie accepte la proposition d'Hydro-Québec quant à l'application d'un tarif timbre-poste de transport, basé sur les coûts moyens et exprimé en \$/kW.

En ce qui concerne la référence que le transporteur fait à la politique du Texas, le RNCREQ souligne que la situation au Québec n'est définitivement pas comparable à celle du Texas.

Autant le RNCREQ que STOP/S.É. se sont prononcés contre le changement de la définition d'installations d'attribution particulière pour la même raison à savoir que l'utilisation d'un terme connu dans un autre sens ne peut que devenir source de confusion.<sup>1305</sup>

## 8.2. OPINION DE LA REGIE

Les ajouts au réseau sont composés de trois grandes catégories qui ont chacune leurs propres spécificités. Il s'agit des ajouts requis pour :

- l'amélioration du réseau de transport;
- les besoins des clients du service en réseau intégré et du service en réseau de point à point;
- les besoins de la charge locale.

En plus de décider sur chacune de ces catégories, la Régie se prononce également sur la proposition du transporteur de changer la définition des « installations d'attribution particulière » qui existe déjà dans le Règlement 659.

### *Ajouts pour l'amélioration du réseau*

Les améliorations au réseau de transport comprennent les additions requises pour assurer la pérennité et la fiabilité du réseau. Ces améliorations permettent de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer les transits de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les utilisateurs du réseau de transport. La Régie accepte la proposition du transporteur pour le motif qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts. Le coût de ces équipements pourra être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

### *Ajouts pour le service en réseau intégré et le service de point à point*

Les installations visées sont les ajouts au réseau qui sont réalisés pour répondre à la demande d'un client en réseau intégré ou de point à point.

---

<sup>1305</sup> Argumentation du RNCREQ, page 106; Argumentation de STOP/S.É., page 112.

La Régie accepte la proposition du transporteur que le coût des ajouts au réseau pourrait être intégré à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

Cette position est équitable en regard des producteurs futurs. En effet, le tarif de transport inclut le coût des installations existantes qui permettent de raccorder et d'intégrer les centrales au réseau. Si les nouveaux producteurs devaient payer le coût de leurs installations, ils se trouveraient en position de payer deux fois les frais de raccordement et d'intégration : ils paieraient directement pour leurs propres besoins et ils paieraient indirectement le coût des installations des autres producteurs par le biais du tarif de transport.

La Régie accepte également la proposition du transporteur de limiter le montant qui peut être intégré à la base de tarification.

Tel que proposé par le transporteur, le montant total qu'il aurait à assumer correspond à la valeur actualisée du tarif de transport pour une période de 20 ans en prenant en compte les frais d'entretien et d'exploitation ainsi que la taxe sur le capital.<sup>1306</sup> La Régie reconnaît qu'ainsi, l'impact sera, au pire, neutre pour tous les clients et, au mieux, favorable en réduisant le tarif de transport pour l'ensemble des clients.

L'application de ce maximum protège donc les clients du service de transport contre des coûts de raccordement et d'intégration qui seraient excessifs.

#### *Ajouts pour la charge locale*

Les installations visées regroupent les ajouts au réseau de transport réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont dûment autorisés ou approuvés par la Régie. Elles comprennent également celles qui seront nécessaires pour raccorder les producteurs qui seront sélectionnés dans le cadre de la procédure d'appel d'offres du distributeur, et les modifications au réseau le cas échéant.<sup>1307</sup>

La Régie est d'avis que le coût des ajouts de transport, réalisés pour répondre aux besoins de la charge locale et qui sont autorisés par elle, peuvent être intégrés à la base de tarification s'ils sont jugés prudemment acquis et utiles dans le cadre d'un dossier tarifaire.

---

<sup>1306</sup> HQT-10, document 1.5.

<sup>1307</sup> HQT-10, document 1 révisé 2001-06-11, page 38.

Toutefois, la Régie est d'avis qu'il faut imposer le même montant maximum que dans le cas d'ajouts pour le service de point à point et de réseau intégré. Cette position vise à traiter tous les clients de transport de la même façon.

La Régie cherche ainsi à éviter des situations où un client du service de transport de point à point, ou en réseau intégré, est dans l'obligation de supporter l'entièreté du coût des ajouts pour la charge locale, via le tarif de transport qu'il paie, en plus de devoir assumer seul l'excédent du coût des ajouts qu'il requiert sur le montant maximal supporté par le transporteur. La Régie est d'avis qu'une telle situation serait inéquitable pour les clients des services de transport autres que celui requis pour la desserte de la charge locale.

Par ailleurs, la Régie est consciente que le tarif actuel inclut le coût de raccordement de toutes les installations de production existantes, quels que soient les équipements qu'un client particulier utilise pour le transit de la capacité qu'il contracte avec le transporteur.

Enfin, la Régie demande au transporteur de codifier la politique relative aux ajouts au réseau de transport et explicitant la méthode de calcul du montant maximum.

#### *Installations d'attribution particulière*

Comme il a été mis en preuve, la situation que le transporteur veut décrire par l'appellation « installations d'attribution particulière » concerne des activités non réglementées.

Il est bon de rappeler que dans le Règlement 659, la définition est :

*« 1.24 Installation d'attribution particulière : Les installations, en tout ou en partie, qui sont construites par le transporteur pour le seul usage ou profit d'un client spécifique du service de transport demandant un service en vertu du Contrat du service de transport. »*

De plus, tel que mentionné par certains intervenants, le fait de donner une définition différente à un terme déjà largement utilisé dans l'industrie électrique risque de créer de la confusion.

Conséquemment la Régie est d'avis que la situation que veut définir le transporteur devrait être décrite par des termes différents.

De plus, la Régie partage l'avis du transporteur que les dispositions particulières de la Loi, notamment la définition du réseau de transport incluse à l'article 2, et la politique concernant les ajouts au réseau approuvée dans la présente décision, font en sorte que la notion d'installations d'attribution particulière, telle que défini au Règlement 659 et telle que largement utilisée dans l'industrie électrique, ne décrit pas une réalité au Québec. En



# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2005-50	R-3549-2004 R-3557-2004	31 mars 2005
-----------	----------------------------	--------------

**PRÉSENTS :**

M. Normand Bergeron, M.A.P., vice-président

M<sup>c</sup> Benoît Pepin, LL.M.

M. François Tanguay

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Liste des intervenants apparaissant à la page suivante**

Intervenants

---

**Décision sur la Phase 1 : revenus requis et budget des investissements 2005**

*Demande relative à la modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1<sup>er</sup> janvier 2005 et*

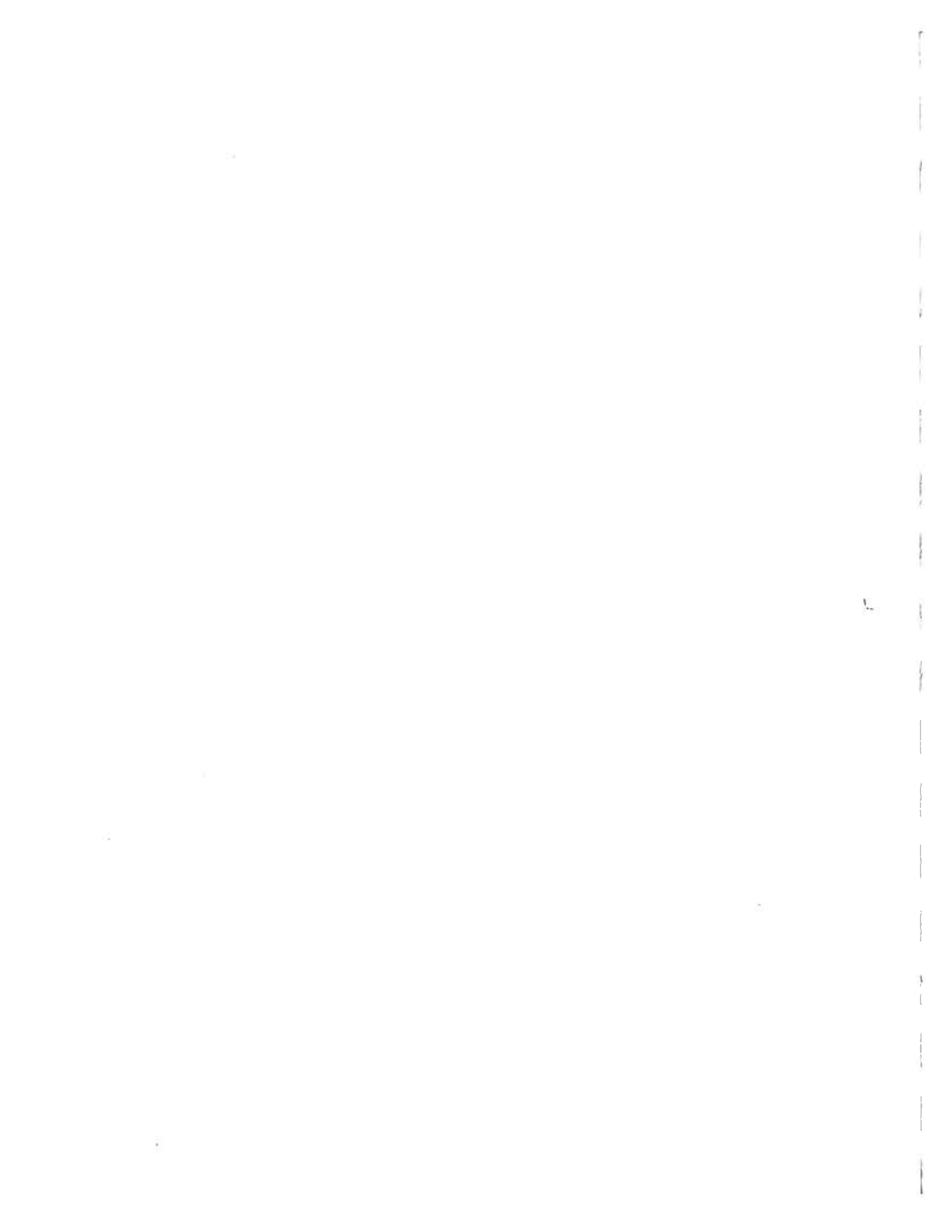
*Demande d'autorisation du budget des investissements 2005 pour les projets du Transporteur dont le coût individuel est inférieur à 25 millions de dollars*





**Intervenants :**

- Association canadienne d'énergie éolienne (ACÉE);
- Brascan Énergie Marketing Inc. (BEMI);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Ontario Power Generation Inc. (OPG);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).



## TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION.....	6
2.	PRINCIPES RÉGLEMENTAIRES ET CONVENTIONS COMPTABLES .....	7
	2.1 Principes réglementaires.....	7
	2.2 Conventions comptables.....	8
3.	PLANIFICATION DU RÉSEAU ET INVESTISSEMENTS PROJÉTÉS .....	11
	3.1 Capacité de transformation des postes.....	11
	3.2 Investissements projetés du réseau de transport.....	13
4.	INDICATEURS DE PERFORMANCE.....	16
	4.1 Rôle des indicateurs.....	16
	4.2 Les indicateurs.....	18
	4.3 Balisage .....	27
5.	DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT.....	27
	5.1 Charges nettes d'exploitation.....	28
	5.2 Charges brutes directes .....	30
	5.3 Régimes de rémunération variable .....	31
	5.4 Coût constaté au titre de prestations constituées du régime de retraite.....	34
	5.5 Frais corporatifs.....	36
	5.6 Autres charges .....	37
6.	BUDGET DES INVESTISSEMENTS 2005.....	40
	6.1 Investissements ne générant pas de revenus additionnels.....	41
	6.2 Investissements générant des revenus additionnels.....	44
	6.3 Impact sur les tarifs.....	44
	6.4 Réallocation entre les différentes catégories.....	45
	6.5 Niveau d'information.....	46
7.	BASE DE TARIFICATION.....	48
	7.1 Ajouts à la base de tarification .....	49
	7.2 Encaisse réglementaire.....	55
8.	COÛT DU CAPITAL.....	56
	8.1 Coût de la dette.....	56
	8.2 Taux de rendement sur l'avoir propre .....	56



---

8.3 Taux de rendement sur la base de tarification.....	58
8.4 Coût en capital prospectif .....	58
9. REVENU REQUIS .....	59
10. ARTICLE 75.....	60



### TABLEAU 13 – INVESTISSEMENTS PROJÉTÉS PAR CATÉGORIE

(M\$)	<i>Investissements ne générant pas de revenus additionnels</i>	<i>Investissements générant des revenus additionnels</i>	TOTAL
<b>CATÉGORIES</b>			
<b>Actifs réseau par famille homogène</b>			
Appareillage de postes			
<i>Disjoncteurs</i>			
<i>Sectionneurs</i>			
<i>Transformateurs</i>			
<i>Compensateurs</i>			
Systèmes d'automatismes			
Lignes			
Autres équipements			
<i>Autres équipements</i>			
<i>Équipements civils</i>			
<b>Sous-total réseau</b>			
<b>Actifs de soutien</b>			
<b>TOTAL</b>			

Au surplus, la Régie demande au Transporteur d'ajouter lors de ses prochaines demandes d'approbation de ses budgets annuels d'investissements, le montant des investissements autorisés et réalisés lors des trois années précédant la demande. La Régie, par ses demandes de renseignements, le requiert régulièrement et il est plus pratique, pour l'étude de son dossier, de soumettre l'information lors du dépôt de la preuve initiale<sup>23</sup>.

La Régie demande aussi une estimation des investissements qui doivent être réalisés au 31 décembre, en identifiant les données réelles et les données projetées pour les mois de l'année en cours.

#### 7. BASE DE TARIFICATION

La base de tarification projetée par le Transporteur pour 2005 est de 14 662 M\$, en hausse de 225 M\$ par rapport à celle de l'année témoin 2001 de 14 437 M\$.

<sup>23</sup> Dossier R-3557-2004, pièce HQT-3, document 1, page 3.

TABLEAU 14 – ÉVOLUTION DE LA BASE DE TARIFICATION 2001-2005

(en milliers de \$) (moyenne des 13 soldes)	2001	2001	2002	2003	2004	2005	Différence 2005-2001 (D-2002-95)	
	(D-2002-95)	(réel)	(réel)	(réel)	(réel 6/12- budget 6/12)	(projeté)	M\$	%
<b>Immobilisations</b>								
Immobilisations en exploitation	14 095 270	13 841 185	13 396 447	13 324 678	13 867 917	13 936 162		
Actifs incorporels			385 065	383 537	379 825	414 886		
	<b>14 095 270</b>	<b>13 841 185</b>	<b>13 782 513</b>	<b>13 708 215</b>	<b>14 247 743</b>	<b>14 351 048</b>	<b>255 778</b>	<b>1,8%</b>
<b>Dépenses non amorties et autres actifs</b>								
Avantages sociaux futurs - actifs	75 000	95 829	110 200	126 793	134 683	135 931	60 931	81,2%
Avantages sociaux futurs - passifs	(54 698)	(54 608)	(58 450)	(62 453)	(68 081)	(73 825)	(19 137)	35,0%
Mesures de réduction de l'effectif	7 349	12 104	4 584	1 518	522	52	(7 296)	-99,3%
Frais de développement et autres frais reportés	975	2 509	2 905	3 516	4 486	7 328	6 353	
Remboursement gouvernemental	167 416	147 065	125 085	118 170	110 764	102 057	(65 359)	-39,0%
	<b>196 041</b>	<b>202 899</b>	<b>184 324</b>	<b>187 538</b>	<b>182 374</b>	<b>171 533</b>	<b>(24 508)</b>	<b>-12,5%</b>
<b>Fonds de roulement</b>								
Encaisse	53 015	53 875	55 269	58 083	61 890	58 894	5 879	11,1%
Matériaux, combustibles et fournitures	92 902	93 565	87 213	85 354	79 201	80 202	(12 700)	-13,7%
	<b>145 917</b>	<b>147 440</b>	<b>142 482</b>	<b>143 437</b>	<b>141 091</b>	<b>139 096</b>	<b>(6 821)</b>	<b>-4,7%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>14 437 228</b>	<b>14 191 524</b>	<b>14 109 319</b>	<b>14 039 190</b>	<b>14 571 209</b>	<b>14 661 677</b>	<b>224 449</b>	<b>1,6%</b>

Source : pièces HQT-8, documents 2-3-4-5-6, page 2 et dossier R-3401-98, pièce HQT-7, document 2R, page 2

Pour les motifs qui suivent, la Régie approuve, aux fins de la détermination de son revenu requis et de ses tarifs, la base de tarification projetée pour 2005, sous réserve du montant du budget des investissements 2005 de moins de 25 M\$ et d'un montant de 20,2 M\$ relatif au raccordement de la centrale de la Toulouste. Elle demande au Transporteur de mettre à jour les données de sa base de tarification et de les déposer à la Régie au plus tard le 15 avril 2005 à 12 h.

## 7.1 AJOUTS À LA BASE DE TARIFICATION

Lors de la présente audience, l'information nécessaire pour établir le lien entre les autorisations en vertu de l'article 73 de la Loi et les ajouts à la base de tarification est devenue un enjeu majeur.

Le Transporteur propose de répondre au critère de l'article 49 de la Loi en démontrant qu'il n'a pas mis en exploitation des actifs d'une valeur supérieure aux montants autorisés pour ses différents projets. De fait, les montants autorisés par la Régie ont excédé le montant des



prises en exploitation. Le Transporteur soutient que cela permet à la Régie de considérer prudemment acquises et utiles toutes les additions apportées à sa base de tarification.

La Régie juge nécessaire de préciser ce qu'elle requiert aux fins de la démonstration du caractère prudemment acquis et utile des actifs aux fins de leur inclusion dans la base de tarification du Transporteur lors d'une demande sous l'article 49 de la Loi.

Le sujet a fait l'objet de nombreux échanges lors de l'audience. Le Transporteur prétend que la Régie doit présumer que le Transporteur a agi de façon prudente et conforme à l'autorisation, à moins qu'une preuve contraire déterminante soit présentée quant à des agissements frauduleux, négligents ou de mauvaise administration de ses gestionnaires. UC et le RNCREQ rejettent l'existence d'une telle présomption. Selon ces intervenants, le simple fait que les projets n'aient pas excédé les montants autorisés ne satisfait pas le fardeau de preuve exigé du Transporteur par l'article 49 de la Loi. Le Transporteur doit démontrer qu'il a obtenu l'autorisation de la Régie, que les actifs seront en usage et qu'ils serviront les fins pour lesquelles ils ont été approuvés. En somme, le fardeau de démontrer l'utilité des actifs repose sur le Transporteur et non sur les intervenants.

De ces échanges, la Régie retient une préoccupation importante de la part des intervenants et du Transporteur. Tous désirent obtenir plus de certitude sur le critère d'approbation. Les intervenants disent requérir plus d'information et le Transporteur voit dans cette démonstration une charge de travail démesurée.

De ce débat, la Régie ne peut retenir ni la thèse du Transporteur fondée sur la seule présomption de bonne foi, qui l'absout de toute preuve, ni celle des intervenants qui, rejetant tout effet pratique aux approbations antérieures fondées sur l'article 73 de la Loi, demandent une preuve méticuleuse *a posteriori* de l'utilité de chaque actif ajouté à la base de tarification.

Il appartient au Transporteur de démontrer la prudence et l'utilité de ses investissements. Ce fardeau de preuve, commun à tous les demandeurs et à l'ensemble de la demande tarifaire, ne peut lui échapper à l'égard des ajouts à la base de tarification. Aucune disposition, dans la Loi, ne soutient une absence de preuve ou un tel renversement du fardeau de la preuve aux intervenants à ce sujet.

Par ailleurs, le Transporteur est soumis à un régime d'approbation préalable de ses investissements en vertu de l'article 73 de la Loi. Dans le cadre de cet examen, la Régie se penche notamment sur les objectifs, la description, la justification du projet en relation avec l'objectif visé, sa faisabilité technique et économique, les alternatives, la raisonnable des

coûts et l'impact tarifaire du projet. La Régie porte alors un premier jugement sur le caractère prudent de l'investissement ainsi que sur l'utilité appréhendée du projet. Cette approbation, pour donner un sens à la Loi, doit avoir un effet lors de l'approbation de l'ajout d'un tel actif à la base de tarification du Transporteur.

Si le projet est réalisé dans le contexte qui soutient son autorisation préalable et que les coûts de réalisation ne sont pas supérieurs à ceux approuvés, la Régie peut présumer de leur prudence et de leur utilité.

Malgré tout, lors de la demande d'inclusion à la base de tarification, le Transporteur ne peut se contenter d'alléguer l'existence de l'autorisation préalable pour justifier l'inclusion de l'actif puisqu'une telle autorisation ne doit pas être interprétée comme une reconnaissance automatique pour fins d'inclusion dans la base de tarification<sup>24</sup>. Le Transporteur doit identifier les actifs, démontrer le respect des conditions d'approbation préalable et fournir aux intervenants et à la Régie suffisamment d'information sur ceux-ci pour leur permettre d'apprécier la justification de l'ajout demandé à la base de tarification.

**Pour ses prochains dossiers tarifaires, la Régie demande au Transporteur de dresser la liste des actifs (par projets ou catégories de projets de moins de 25 M\$) qu'il désire ajouter à sa base de tarification. Il en mentionnera l'origine et les conditions de l'approbation préalable. Il soutiendra, vraisemblablement par la déclaration de ses gestionnaires, que ces actifs sont en usage pour l'exploitation de son réseau et qu'ils sont mis au service de ses clients<sup>25</sup>. Par exemple, dans le cas d'une ligne de transport, il affirmera que la ligne est en service ou qu'elle le sera durant l'année témoin projetée et qu'il en perçoit des revenus de transport conformément aux *Tarifs et conditions*.**

Sur la base de cette démonstration, la présomption de prudence et d'utilité prend son sens et renversera le fardeau de la preuve pour la faire porter sur les intervenants qui remettent en question l'inclusion de l'actif à la base de tarification du Transporteur.

Sur la base de l'information soumise, les intervenants pourront examiner les demandes d'ajout d'actifs, mais ils assumeront le fardeau de renverser cette présomption de bonne foi des décisions antérieures du Transporteur, par une démonstration d'abus, de dépassements de coûts exagérés, d'imprudence ou autrement<sup>26</sup>.

---

<sup>24</sup> Décisions D-90-55, dossier R-3180-90, 31 juillet 1990 et D-90-71, dossier R-3190-90, 26 novembre 1990.

<sup>25</sup> C. F. Jr, Phillips, *The Regulation of Public Utilities*, 3<sup>e</sup> éd., P.U.R. 1993, page 340.

<sup>26</sup> C. F. Jr, Phillips, *The Regulation of Public Utilities*, 3<sup>e</sup> éd., P.U.R. 1993, page 341.

La Régie pourra ainsi, à la lumière des informations soumises par le Transporteur, s'assurer que les sommes approuvées ont été prudemment engagées à la lumière des circonstances qui prévalaient au moment de la prise de décision<sup>27</sup> et qu'elle donnera effet à la présomption de bonne foi<sup>28</sup> invoquée par le Transporteur.

Cette approche est conforme au cadre législatif québécois des articles 49 et 73 de la Loi. Elle l'est aussi envers l'opinion exprimée par le juge Brandeis dans *Missouri ex rel. Southwestern Bell Teleph. Co. v. Missouri Pub. Service Commission*, 262 U.S. 276, à la page 289, note 1<sup>29</sup> :

« *The term 'prudent investment' is not used in a critical sense. There should not be excluded, from the finding of the base, investments which, under ordinary circumstances, would be deemed reasonable. The term is applied for the purpose of excluding what might be found to be dishonest or obviously wasteful or imprudent expenditures. Every investment may be assumed to have been made in the exercise of reasonable judgment, unless the contrary is shown.* »

La conclusion de la Régie est similaire, sur le plan pratique, à celle de l'*Alberta Energy and Utilities Board* dans l'affaire *Atco Pipelines : 2003/2004 General Rate Application Phase 1*, décision 2003-100 du 2 décembre 2003, à la page 9 :

« *The Board is of the view that it is the applicant's responsibility to justify its application through the traditional regulatory process, and the concept of management in good faith does not negate or reduce its responsibility to thoroughly and adequately explain individual budget items.* »

## RACCORDEMENT DE LA CENTRALE DE LA TOULNUSTOUC

Le Transporteur demande d'inclure à sa base de tarification un montant de 25,9 M\$ correspondant à la mise en service d'une ligne 69 kV servant à l'alimentation du chantier, puis à l'alimentation des services auxiliaires, de la centrale de la Toulnostouc.

<sup>27</sup> *Interprovincial Pipe Line Ltd.*, décision RH-2-76 de décembre 1977, aux pages 3-10 à 3-12.

<sup>28</sup> Article 2847 *Code civil du Québec*.

<sup>29</sup> Ce passage fut retenu avec approbation par l'Office national de l'énergie dans l'affaire *Interprovincial Pipe Line Ltd.*, décision RH-2-76 de décembre 1977, aux pages 3-9 et 3-10, dont le principe fut repris dans l'affaire *TransCanada PipeLines Ltd. Tolls and Tariffs*, décision RH-1-2002 de juillet 2003, à la page 16. Ce passage fut aussi retenu par l'*Alberta Energy and Utilities Board* dans l'affaire *Atco Pipelines : 2003/2004 General Rate Application Phase 1*, décision 2003-100 du 2 décembre 2003, à la page 7. Il fut enfin récemment réaffirmé par la Cour supérieure de l'Ontario dans l'affaire *Enbridge Gas Distribution Inc. c. Ontario (Energy Board)*, 2005 CANLII 4941 (Ont. Div. Ct.).

La construction de cette ligne a été autorisée avec l'aménagement hydroélectrique de la Toulnostouc, par le décret 824-2001 du 27 juin 2001, et les coûts en ont été assumés par le Transporteur. Il est prévu que cette ligne d'alimentation électrique du chantier de la centrale demeure comme source de relève pour les charges des services auxiliaires du poste et de la centrale.

**Cette ligne de 69 kV est réputée prudemment acquise et utile pour l'exploitation du réseau de transport au sens de l'article 164.1 de la Loi et elle se trouve, de ce fait, incluse dans la base de tarification du Transporteur. Dans le futur, toutefois, l'inclusion d'une telle ligne de chantier sera traitée en vertu des dispositions des *Tarifs et conditions*.**

L'intégration de la centrale de la Toulnostouc, à la fin de l'année 2005, apparaît à la base de tarification du Transporteur pour un montant de 113,7 M\$.

Dans sa décision D-2003-68<sup>30</sup>, la Régie exigeait du Transporteur la démonstration de la raisonnable des coûts de son affiliée Hydro-Québec Équipement (HQE) au montant de 20,2 M\$ avant l'ajout de ce projet à sa base de tarification :

*« Pour ces raisons, la Régie considère que le taux de majoration sur salaire de HQE reste à justifier. Dans l'intérêt public et afin de s'assurer que les consommateurs bénéficient du meilleur service au meilleur prix, la Régie recommande au Transporteur de procéder à des appels de propositions afin de tester le marché et d'obtenir ainsi des cas de balisages réels. La Régie ne se prononce pas sur le coût complet pour HQE qui équivaut à un taux de majoration sur salaire de 2,25. Le Transporteur devra justifier ce coût lors de l'inclusion des coûts du Projet à son coût de service.*

*La Régie demande au Transporteur de présenter, lors du dépôt des coûts réels du projet, le détail des coûts de HQE y compris un calcul du taux de majoration sur salaire. Elle s'attend à ce que ce taux évolue à la baisse avec le temps. Elle demande aussi de poursuivre ces études comparatives du taux de majoration sur salaire avec le privé et de lui présenter des exemples concrets lors des prochaines demandes d'autorisation selon l'article 73 de la Loi. La Régie considère que la validation des coûts de HQE est essentielle pour s'assurer de la raisonnable des charges portées au coût de service du Transporteur et ultimement appliquées dans les tarifs. »*

<sup>30</sup> Décision D-2003-68, page 21, dossier R-3487-2002.

La Régie reconnaît l'ajout à la base de tarification du Transporteur d'un actif de 93,5 M\$ pour le raccordement de la centrale de la Toulnostouc. Puisque le coût complet du projet dans son ensemble ne sera définitivement connu qu'à la fin des travaux, à la suite de sa mise en service, la Régie rejette, jusqu'à leur démonstration conformément à la décision D-2003-68, la demande d'inclusion des coûts de HQE, au montant de 20,2 M\$, à la base de tarification du Transporteur<sup>31</sup>.

#### INTÉGRATION DE LA PRODUCTION ÉOLIENNE DU MONT MILLER

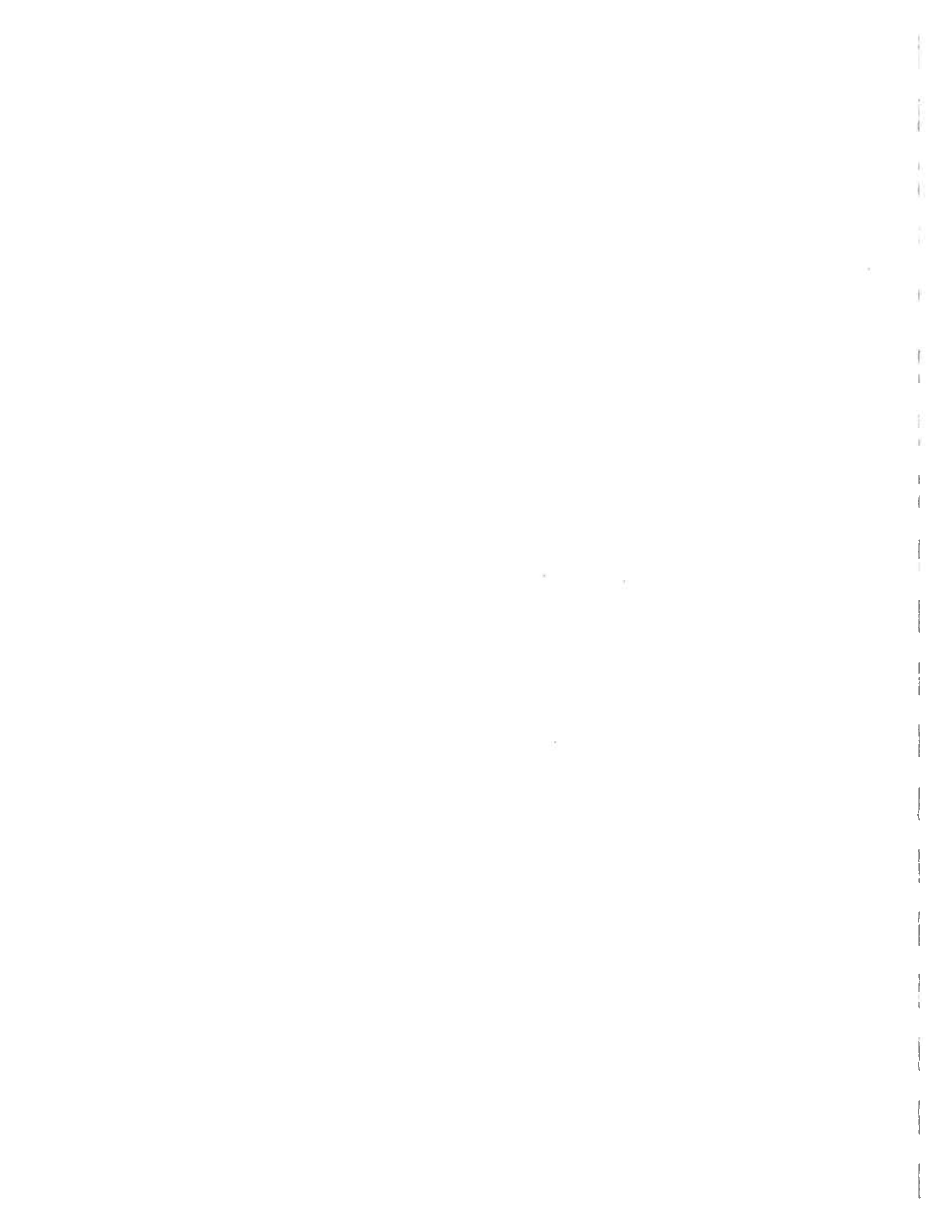
Le Transporteur demande l'inclusion d'un montant de 26 M\$<sup>32</sup> à la base de tarification pour les travaux relatifs à l'intégration de la production éolienne du Mont Miller. Ce montant comprend le coût du poste de départ et le coût de la ligne de raccordement au réseau de transport.

Selon le Transporteur, ce projet fait partie de l'enveloppe des investissements de moins de 25 M\$ puisque le coût net de raccordement, déduction faite de la contribution du client se situe à environ 20 M\$.

Ce projet illustre une divergence d'interprétation entre la Régie et le Transporteur sur la portée de l'article 73 de la Loi et son Règlement d'application. Bien que le coût du projet supporté par le Transporteur soit inférieur à 25 M\$, l'examen de la Régie porte sur l'ensemble du projet et le mode d'examen doit dépendre de sa valeur brute. Le Transporteur fait une distinction là où la Loi et le Règlement d'application n'en font pas. Le Règlement d'application réfère à un projet d'un coût de 25 M\$ et plus. La contribution du client ou d'un tiers ne change pas le coût du projet. L'intention de l'article 73 de la Loi et de son Règlement d'application est de permettre un examen des projets majeurs qui peuvent avoir un effet sur les tarifs et la qualité de service aux clients. Ces éléments s'apprécient en fonction du projet en entier et la contribution d'un tiers n'est qu'un des éléments soumis à l'examen de la Régie. Ainsi, dans le futur, le Transporteur devra soumettre un tel projet à l'approbation individuelle, en vertu de l'article 1 du Règlement d'application.

<sup>31</sup> Dossier R-3497-2002, pièce HQT-6, document 1, page 67; pièce HQT-12, document 1, pages 44-45, section 17.1; décision D-2003-68, page 20, note 54.

<sup>32</sup> Les montants ont été revus à la baisse au cours de l'audience. Toutefois, pour les fins de la décision, la Régie réfère aux projections initiales qui supportent la preuve et les projections financières au dossier.



RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DEMANDE DU TRANSPORTEUR D'ÉLECTRICITÉ  
RELATIVE À LA MODIFICATION DES TARIFS ET  
CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT  
POUR L'ANNÉE 2016

DOSSIER : R-3934-2015

RÉGISSEURS : Me MARC TURGEON, président  
Me LISE DUQUETTE  
M. LAURENT PILOTTO

AUDIENCE DU 24 NOVEMBRE 2015

VOLUME 1

CLAUDE MORIN  
Sténographe officiel

COMPARUTIONS

Me ALEXANDRE DE REPENTIGNY  
procureur de la Régie;

DEMANDERESSE :

Me YVES FRÉCHETTE  
procureur de Hydro-Québec TransÉnergie;

INTERVENANTS :

Me STEVE CADRIN  
procureur de Association hôtellerie Québec et  
Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ);

Me PIERRE PELLETIER  
procureur de Association québécoise des  
consommateurs industriels d'électricité et Conseil  
de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Me PAULE HAMELIN  
procureure de Énergie Brookfield Marketing (EBM);

Me ANDRÉ TURMEL  
procureur de la Fédération canadienne de  
l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Me GENEVIÈVE PAQUET  
procureure de Groupe de recherche appliquée en  
macroécologie (GRAME);

Me PAULE HAMELIN  
Me PIERRE LEGAULT  
procureurs de Nalcor Energy Marketing Corporation  
(NEMC);

Me DOMINIQUE NEUMAN  
procureur de Stratégies énergétiques et Association  
québécoise de lutte contre la pollution  
atmosphérique (SÉ-AQLPA).



TABLE DES MATIERES

	PAGE
LISTE DES PIÈCES	4
PRÉLIMINAIRES	5
MOYENS PRÉLIMINAIRES	8
REPRÉSENTATIONS PAR Me YVES FRÉCHETTE	8
REPRÉSENTATIONS PAR Me PAULE HAMELIN	61
REPRÉSENTATIONS PAR Me DOMINIQUE NEUMAN	84
RÉPLIQUE PAR Me YVES FRÉCHETTE	112
SUPPLIQUE PAR Me PAULE HAMELIN	144
RÉPLIQUE PAR Me YVES FRÉCHETTE	146
DÉCISION PAR LE PRÉSIDENT	149
PREUVE HQT - Présentation de la demande du Transporteur	
ANDRÉ BOULANGER	
STÉPHANE VERRET	
INTERROGÉS PAR Me YVES FRÉCHETTE	157
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me STEVE CADRIN	172
CONTRE-INTERROGÉS PAR Me ANDRÉ TURMEL	183
INTERROGÉS PAR LA FORMATION	190

R-3934-2015  
24 novembre 2015

- 4 -

LISTE DES PIÈCES

	<u>PAGE</u>
B-0086 : (HQT-15, Doc.2.1) Présentation PowerPoint	157

1 partie de la preuve.

2 En ce qui a trait au principe de la  
3 causalité des coûts, la Régie note, d'une part, que  
4 l'ensemble de la preuve présentée au mémoire traite  
5 d'un dossier pour lequel aucune demande d'inclusion  
6 à la base de tarification n'est demandée dans ce  
7 dossier. D'autre part, l'intervenante ne demande  
8 aucune application de ce principe dans le cadre du  
9 dossier actuel.

10 La Régie confirme que ce type de débat doit  
11 se dérouler dans le cadre d'un dossier tarifaire,  
12 le cas échéant, comme le mentionne la décision  
13 D-2005-50. Cependant, dans le présent dossier, il  
14 est prématuré.

15 Chapitre II, Planification du réseau de  
16 transport, section i.c) Modification du processus  
17 de planification pour tenir compte des politiques  
18 publiques (pages 25, 26 et 27 du mémoire) :

19 Dans le cadre de la décision procédurale,  
20 la Régie mentionnait que le sujet de l'ouverture et  
21 l'accessibilité au réseau de transport était  
22 pertinent. Cependant, la Régie y mentionnait  
23 également qu'il n'était pas opportun de l'examiner  
24 à nouveau puisqu'elle s'était prononcée à ce sujet  
25 dans la décision D-2012-010.



Enbridge Gas Distribution Inc. v. Ontario Energy Board

[Indexed as: Enbridge Distribution Inc. v. Ontario  
Energy Board]

75 O.R. (3d) 72  
[2005] O.J. No. 756  
Court File No. 40/03

Ontario Superior Court of Justice  
Divisional Court  
Lane, Molloy and Power JJ.  
March 2, 2005

Administrative law -- Boards and tribunals -- Appeals --  
Standard of appellate review -- Ontario Energy Board setting  
rates for gas distributor -- Distributor applying to Board for  
rate increase -- Board purporting to apply test of whether gas  
distributor had prudently incurred expenses that it sought to  
pass on to consumers -- Board disallowing rate increase --  
Distributor appealing to Divisional Court -- Appeal only upon  
question of law or jurisdiction -- Issue on appeal whether, in  
applying that prudently incurred test, Board took into account  
impermissible factor -- Standard of appellate review being one  
of correctness -- Board's decision quashed -- Board committing  
error of law by considering impermissible factor -- Ontario  
Energy Board Act, 1998, S.O. 1998, c. 15.

Enbridge Gas Distribution Inc. ("Enbridge") was a gas  
distributor and seller, with its rates regulated by the Ontario  
Energy Board ("OEB") under the Ontario Energy Board Act, 1998  
(the "Act"). Between 1996 and 1999, Enbridge entered into four  
agreements to have some of its gas delivered through pipeline  
routes that replaced routes operated by TransCanada Pipeline  
Systems ("TransCanada"). The agreements were known as Alliance  
1 and 2 and Vector 1 and 2. As evidenced by a notional account

that compared the cost of the new routes to the former TransCanada routes, the new routes proved to be more expensive, and Enbridge applied to the OEB for an increase in rates to reflect the increase in supply costs.

The OEB applied the test that a utility is entitled to recover its "prudently incurred" costs. Under this test, decisions made by the utility's management should generally be presumed to be prudent unless challenged on reasonable grounds. To be prudent, a decision must have been reasonable under the circumstances that were known or ought to have been known at the time the decision was made. Hindsight should not be used in determining prudence, although consideration of the outcome of the decision may legitimately be used to overcome the presumption of prudence. Prudence must be determined in a retrospective factual inquiry, in that the evidence must be concerned with the time the decision was made and must be based on facts about the elements that could or did enter into the decision at the time. Purporting to apply this test, the OEB concluded that: the presumption of prudence has been overcome; there were reasonable grounds to inquire into the prudence of Enbridge's decisions; and Enbridge did not act prudently in incurring the Alliance 1 and 2 costs. In the result, Enbridge was not permitted to recover \$11 million in costs.

Pursuant to s. 33(1) and (2) of the Act, which provides for an appeal "only upon a question of law or jurisdiction", Enbridge appealed to the Divisional Court. Enbridge submitted that although the OEB had articulated the correct legal test, it fell into error when it was influenced by the benefit of hindsight rather than confining itself to a consideration of prudence based solely on circumstances that existed at the time the decisions in question were made.

Held, the appeal should be allowed.

The issue on the appeal involved a pure question of law. The issue was whether, in applying that prudently incurred test, the OEB took into account an impermissible factor. This issue was not a situation of mixed fact and law, but rather an alleged error in applying the correct legal test. If the

correct legal test requires the consideration of certain factors and prohibits the consideration of others, and the decision-maker considers a prohibited factor, that is an error of pure law. Given the right of appeal and the nature of the issue, the appropriate standard of appellate review was one of correctness. If, in considering prudence, the Board took into account factors involving the application of hindsight, then it committed legal error and its decision could not stand.

It is important to distinguish between things that the OEB may consider at the stage of deciding if the presumption of prudence has been rebutted, and things that it may consider as part of the prudence analysis. In considering the application of the presumption, it is acceptable to use the benefit of hindsight; however, hindsight may not be used as part of the prudence analysis. Notwithstanding the OEB's articulation of the proper use of hindsight, there were two clear references to matters of hindsight in its reasons dealing with the prudence of Enbridge's decisions, and these references could not be ignored. In this case, the Board described the test correctly, instructed itself not to use hindsight in evaluating prudence, but then slipped in its application of the test and did allow hindsight to creep into its consideration of prudence. That was a fundamental error of law. Enbridge was entitled to a decision based on the correct application of the legal test to the relevant facts. Accordingly, the Board's decision should be quashed insofar as it relates to the Alliance 1 and 2 contracts and the matter should be remitted back to the OEB for consideration by a differently constituted tribunal.

#### Cases referred to

ATCO Electric Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board), [2004] A.J. No. 823, [2004] 11 W.W.R. 220, 2004 ABCA 215, 31 Alta. L.R. (4th) 16, 18 Admin. L.R. (4th) 243 (C.A.); ATCO Electric Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board), [2004] A.J. No. 906, 2004 ABCA 254, 33 Alta. L.R. (4th) 207, 20 Admin. L.R. (4th) 1 (C.A.); British Columbia Electric Railway Co. v. British Columbia (Utilities Commission), [1960] S.C.R. 837, 25 D.L.R. (2d) 689; Canada (Director of Investigation and

Research, Competition Act) v. Southam Inc., [1997] 1 S.C.R. 748, [1996] S.C.J. No. 116, 144 D.L.R. (4th) 1, 209 N.R. 20, 71 C.P.R. (3d) 417; Consumers' Gas Co. v. Ontario (Energy Board), [2001] O.J. No. 5024 (Div. Ct.); Dr. Q. v. College of Physicians and Surgeons of British Columbia, [2003] 1 S.C.R. 226, [2003] S.C.J. No. 18, 223 D.L.R. (4th) 599, 302 N.R. 34, [2003] 5 W.W.R. 1, 2003 SCC 19, 11 B.C.L.R. (4th) 1; Graywood Investments Ltd. v. Ontario (Energy Board), [2005] O.J. No. 342, 194 O.A.C. 241 (Div. Ct.); Housen v. Nikolaisen, [2002] 2 S.C.R. 235, [2002] S.C.J. No. 31, 219 Sask. R. 1, 211 D.L.R. (4th) 577, 286 N.R. 1, 272 W.A.C. 1, [2002] 7 W.W.R. 1, 30 M.P.L.R. (3d) 1, 2002 SCC 33, 10 C.C.L.T. (3d) 157; Pushpanathan v. Canada (Minister of Citizenship and Immigration), [1998] 1 S.C.R. 1222, [1998] S.C.J. No. 77, [1998] 1 S.C.R. 982, [1998] S.C.J. No. 46, 160 D.L.R. (4th) 193, 226 N.R. 201; Ryan v. Law Society of New Brunswick, [2003] 1 S.C.R. 247, [2003] S.C.J. No. 17, 257 N.B.R. (2d) 207, 223 D.L.R. (4th) 577, 302 N.R. 1, 674 A.P.R. 207, 2003 SCC 20, 31 C.P.C. (5th) 1; State of Missouri ex. rel. Southwestern Bell Telephone Co. v. Public Service Commission of Missouri, 262 U.S. 276, 43 S. Ct. 544 (1923); Transcanada Pipelines Ltd. v. Canada (National Energy Board), [2004] F.C.J. No. 654, 319 N.R. 171, 2004 FCA 149; Violet v. Federal Energy Regulatory Commission, 800 F. 2d 280 (1st Cir. 1986) West Ohio Gas Co. v. Public Utilities Commission of Ohio (No.1), 294 U.S. 63, 55 S. Ct. 316 (1935)

Statutes referred to

Ontario Energy Board Act, 1998, S.O. 1998, c. 15, Sch. B, s. 33  
[as am.]

APPEAL from a decision of the Ontario Energy Board dated December 18, 2002.

J. L. McDougall, Q.C., Jerry H. Farrell and Michael Schafler,  
for appellant.

Kenneth T. Rosenberg and Richard P. Stephenson, for  
respondent.



MOLLOY J.: --

#### A. Introduction

[1] Enbridge Gas Distribution ("Enbridge") appeals from a decision of the Ontario Energy Board (the "OEB" or the "Board") dated December 18, 2002.

[2] Enbridge is a gas distributor and a seller of gas to consumers, and as such is subject to regulation by the OEB under the Ontario Energy Board Act, 1998, S.O. 1998, c. 15, Sch. B (the "Act"). The rates Enbridge is permitted to charge to its customers are fixed by the OEB, based on what the OEB deems to be just and reasonable. The OEB must balance fairness to the consumer (in terms of a reasonable price for gas) and fairness to Enbridge and its shareholders (in terms of a reasonable rate of compensation and profit). Generally speaking, Enbridge would be permitted by the [OEB] to pass on its costs to the consumer, but only to the extent those costs were prudently incurred.

[3] Prior to 1996, Enbridge shipped its gas through the TransCanada Pipeline System (the "TransCanada"). Between 1996 and 1999, Enbridge entered into a series of four agreements with various entities to deliver some of its gas through alternate pipeline routes. These new routes became operational in 2000 and proved to be more costly than the TransCanada route. In mid-2000, Enbridge applied to the OEB for an increase in the rates it could charge to its customers in 2001 in order to reflect this increase in its supply costs. (The OEB referred to the four agreements as [page75 ]Alliance 1, Alliance 2, Vector 1 and Vector 2, and for ease of reference I will do the same.)

[4] The parties entered into a provisional settlement in 2000, which was conditional upon various contentious issues being deferred to be argued at a subsequent Enbridge rates hearing. As a term of the settlement, Enbridge agreed to set up a "Notional Deferral Account" to record, over a ten-month

period, the differential between its actual costs for the Alliance/Vector lines and its hypothetical costs if it had used the TransCanada line.

[5] The next year, Enbridge applied for approval of its rates proposed for 2002. One of the contentious issues still remaining to be resolved was whether the costs incurred by Enbridge with respect to the Alliance and Vector lines were "prudently incurred". That issue proceeded to a full hearing before the Board in June 2002.

[6] The Board issued its decision on December 18, 2002. The Board found that Enbridge did not act prudently in incurring the Alliance 1 and Alliance 2 costs and was therefore not permitted to build those costs into the rates it charged. The Board found, however, that the Vector 1 costs were prudently incurred and could be passed on. The Board deferred its consideration of the Vector 2 costs. In the result, Enbridge was not permitted to recover \$11 million in costs incurred in respect of Alliance 1 and 2.

[7] The Act provides for an appeal to this court from the decision of the Board, but "only upon a question of law or jurisdiction": s. 33(1) and (2). Enbridge argues on this appeal that the Board erred in law by failing to apply the correct legal test in determining whether Enbridge acted prudently at the time it entered into the two Alliance agreements. Specifically, Enbridge submits that although the Board articulated the correct legal test, it fell into error when it was influenced by the benefit of hindsight rather than confining itself to a consideration of prudence based solely on circumstances that existed at the time the decisions in question were made.

#### B. The Prudence Standard

[8] Essentially, a utility is entitled to recover its prudently incurred costs. The test of prudence was first developed in United States jurisprudence, but has since been widely accepted in Canada: *State of Missouri ex. rel. Southwestern Bell Telephone Co. v. Public Service Commission of*

Missouri, 262 U.S. 276, 43 S. Ct. 544 (1923), at p. 289; British Columbia Electric Railway Co. v. British Columbia (Utilities Commission), [1960] S.C.R. 837, 25 D.L.R. (2d) 689, at p. 854 S.C.R.; Transcanada Pipelines Ltd. v. Canada (National Energy Board), [2004] F.C.J. No. 654, 319 N.R. 171 (C.A.), at para. 32; [page76 ]West Ohio Gas Co. v. Public Utilities Commission of Ohio (No.1), 294 U.S. 63, 55 S. Ct. 316 (1935), at p. 68.

[9] Before us, and likewise before the Board, there was no dispute between the parties as to the applicability of the prudence standard and the nature of the test. Expenditures are deemed to be prudent, in the absence of some evidence suggesting the contrary. However, costs that are found to be dishonestly incurred, or which are negligent or wasteful losses, are excluded from the legitimate operating costs of the utility in determining rates that may be charged. The examination of whether an expenditure was prudent must be based on the particular circumstances at the time the decision to incur those costs was made. That is so even if in hindsight it is obvious the decision was a bad one. As was stated by the United States Court of Appeals (First Circuit) in Violet v. Federal Energy Regulatory Commission, 800 F. 2d 280 (1st Cir. 1986), at p. 282:

In an industry that combines long lead times for plant construction with wide fluctuations in supply and demand, constant changes in the regulatory environment, and unpredictability in the availability and price of alternative sources of fuel, some projects that seem prudent at the time when costs are incurred may appear, some years later, in hindsight, to have been unnecessary or inadvisable. The prudence of the investment must be judged by what a utility's management knew, or could have known, at the time the costs were incurred.

(Citations omitted)

[10] The parties also agree that the Board in this case correctly defined the prudence standard at para. 3.12.2 of its decision as follows:

- Decisions made by the utility's management should generally be presumed to be prudent unless challenged on reasonable grounds.
- To be prudent, a decision must have been reasonable under the circumstances that were known or ought to have been known to the utility at the time the decision was made.
- Hindsight should not be used in determining prudence, although consideration of the outcome of the decision may legitimately be used to overcome the presumption of prudence.
- Prudence must be determined in a retrospective factual inquiry, in that the evidence must be concerned with the time the decision was made and must be based on facts about the elements that could or did enter into the decision at the time. [page77]

#### C. The Decision of the Board

[11] The Reasons of the Board are extensive, covering 216 pages. For purposes of this appeal, it is unnecessary to review those Reasons in detail, as there is no real issue with respect to the facts. The portion of the Reasons dealing with the Alliance/Vector issues runs from pp. 27-72. However, the actual findings of the Board commence at p. 62. First, the prudence test is defined (see preceding paragraph). Next, the Board examined the presumption of prudence and whether it was rebutted. The Board noted the argument made by Enbridge that it was unnecessary to consider this aspect of the test as Enbridge conceded a prudence review was appropriate. However, the Board determined that it would nevertheless be useful to actually rule on the point.

[12] There was evidence before the Board that Enbridge's corporate parent, Enbridge Inc., held an equity interest in both the Alliance and Vector pipelines at the time Enbridge entered into the agreements in question. The Board found that the fact Enbridge Inc. may have profited as a result of

Enbridge entering into these contracts was not sufficient evidence to establish that the arrangements were not therefore prudent. However, the Board noted that the interests of Enbridge Inc. and Enbridge might not completely coincide and found the evidence of this ownership interest was "sufficient to overcome the presumption of prudence and invite further inquiry by the Board": para. 3.12.11 of the Reasons.

[13] The Board noted that it is permissible to use hindsight in determining the threshold issue as to whether the presumption of prudence is rebutted. In this regard, the Board considered the balance in the Notional Deferral Account, which favoured the traditional TransCanada pipeline, and held this evidence would suggest that the prudence of Enbridge's decisions to use the Alliance and Vector routes should be examined.

[14] The Board then concluded (at para. 3.12.13) that "the presumption of prudence has been overcome and that there are reasonable grounds to inquire into the prudence of [Enbridge's] decisions to enter into long term transportation arrangements with the Alliance and Vector pipelines".

[15] The Board then proceeded (from pp. 65 to 69) to consider whether Enbridge made prudent decisions to enter into each of the four contracts, examining the circumstances of each decision under a separate subject heading. At this point, the onus would be on Enbridge to establish its prudence in entering into each of the four contracts. [page78]

[16] Under the heading "Alliance 1" (paras. 3.12.14 to 3.12.21), the Board considered the justifications advanced by Enbridge for its decision in 1996 to enter into this contract. The Board focused on what was referred to as the "Otsason Memo", based on Enbridge's testimony that the memo summarized all of the factors Enbridge took into account in making this decision. The Board described the Otsason Memo as a "rudimentary financial analysis". The Board then took issue with a number of conclusions in the Otsason Memo (the content of which is not relevant for purposes of this appeal) as well

as noting Enbridge's failure to consider the full range of reasonable alternatives. The Board then concluded (at para. 3.12.23) that it was "not satisfied that [Enbridge's] decision to enter into the Alliance 1 contract in 1996 was prudent".

[17] For purposes of this appeal, Enbridge does not take issue with this portion of the Board's Reasons in respect of Alliance 1, except for the Board's reference in para. 3.12.20 to the fact that a risk identified in the Ostason Memo had in fact materialized. Mr. McDougall, for Enbridge, submits that this reference illustrates error by the Board in using hindsight to evaluate prudence. The relevant paragraph of the Reasons states:

3.12.20 One of the disadvantages identified in the Ostason Memo was the risk of in-service delays for the Alliance pipeline. This risk in fact materialized; the in-service date was delayed by over one year from November 1999 to December 2000.

(Emphasis added)

[18] Under the heading "Alliance 2", the Board held that all of its concerns with respect to Alliance 1 were equally applicable to the 1997 decision to enter into the Alliance 2 contract, and also noted two additional concerns. The Board then concluded (at para. 3.12.27) that it was not satisfied that Enbridge's 1997 decision to enter into the Alliance 2 contract was prudent.

[19] The Board next considered Vector 1 (paras. 3.12.28 to 3.12.31) and concluded that Enbridge's decision to enter into that contract in 1999 was in fact prudent.

[20] The last portion of the Board's consideration of prudence falls under the heading "Vector 2" (paras. 3.12.32 to 3.12.33). The Board started by noting that Enbridge had "advised" the Board that it entered into the Vector 2 contract in order to replace its expiring capacity on the TransCanada pipeline. The Board then found (at para. 3.12.32) that Enbridge "did not provide the Board with sufficient evidence and

analysis, including alternatives, to justify this decision". The Board noted that the Vector 2 decision was independent from and unrelated to the Alliance 1 [page79] and 2 and Vector 1 contracts. The Board then stated, at paras. [3.12.33 to 3.12.34]:

[3.12.33] ... In addition, the Board notes that the costs consequences of the Vector 2 contract were not included in the calculation of the Notional Deferral Account, which is a key element of the Board's prudence review of the Alliance and Vector arrangements.

(Emphasis added)

[3.12.34] As a result, the Board is not prepared at this time to make a determination of the prudence of [Enbridge's] decision to enter into the Vector 2 contract.

[21] Mr. McDougall relies on this passage as a further illustration of the Board's improper use of hindsight in evaluating prudence.

[22] The balance of the Board's decision on Alliance and Vector is devoted to "Relief and Remedies" at pp. 70-71 of the Reasons and is not relevant for purposes of this appeal.

#### D. Standard of Review

[23] It is well recognized that the applicable standard of appellate review is to be determined on a "functional and pragmatic approach" based on consideration of four factors: (1) the existence or absence of a privative clause in the enabling statute of the administrative tribunal; (2) the expertise of the tribunal relative to the court; (3) the purpose of the legislation; and (4) the nature of the problem: *Pushpanathan v. Canada (Minister of Citizenship and Immigration)*, [1998] 1 S.C.R. 982, [1998] S.C.J. No. 46, 160 D.L.R. (4th) 193, at pp. 1003-12 S.C.R., pp. 208-15 D.L.R.; *Ryan v. Law Society of New Brunswick*, [2003] 1 S.C.R. 247, [2003] S.C.J. No. 17, 223 D.L.R. (4th) 577, at pp. 258-65 S.C.R., pp. 587-92 D.L.R., paras. 27-42; *Dr. Q. v. College of Physicians and Surgeons of*

British Columbia, [2003] 1 S.C.R. 226, [2003] S.C.J. No. 18, 223 D.L.R. (4th) 599, at pp. 237-42 S.C.R., pp. 609-13 D.L.R.

[24] In this case, the expertise of the tribunal in regulatory matters is unquestioned. This is a highly specialized and technical area of expertise. It is also recognized that the legislation involves economic regulation of energy resources, including setting prices for energy which are fair to the distributors and suppliers, while at the same time are a reasonable cost for the consumer to pay. This will frequently engage the balancing of competing interests, as well as consideration of broad public policy. That is why courts have accorded considerable deference to the Board and applied standards of reasonableness simpliciter, or even patent unreasonableness when reviewing decisions which engage the Board's expertise: [page80] Consumers' Gas Co. v. Ontario (Energy Board), [2001] O.J. No. 5024 (Div. Ct.); Graywood Investments Ltd. v. Ontario (Energy Board), [2005] O.J. No. 345, 194 O.A.C. 241; ATCO Electric Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board), [2004] A.J. No. 823, 31 Alta. L.R. (4th) 16 (C.A.) ("ATCO No. 1"); ATCO Electric Ltd. v. Alberta (Energy and Utilities Board), [2004] A.J. No. 906, 33 Alta. L.R. (4th) 207 (C.A.) ("ATCO No. 2").

[25] However, the case before us involves a pure question of law. There is an appeal as of right to this court on a question of law, and there is no applicable privative clause. Further, the nature of the legal issue involved does not engage the expertise of the tribunal, vis--vis the court. The test is well understood and was correctly defined by the Board. The only issue is whether, in applying that test, the Board took into account an impermissible factor. That is not a situation of mixed fact and law, but rather an alleged error in applying the correct legal test. In *Housen v. Nikolaisen*, [2002] 2 S.C.R. 235, [2002] S.C.J. No. 31, at para. 27, the Supreme Court of Canada (referring to its own earlier decision in *Canada (Director of Investigation and Research, Competition Act) v. Southam Inc.*, [1997] 1 S.C.R. 748, [1996] S.C.J. No. 116) held as follows:

Once it has been determined that a matter being reviewed



involves the application of a legal standard to a set of facts, and is thus a question of mixed fact and law, then the appropriate standard of review must be determined and applied. Given the different standards of review applicable to questions of law and questions of fact, it is often difficult to determine what the applicable standard of review is. In Southam, supra, at para. 39, this Court illustrated how an error on a question of mixed fact and law can amount to a pure error of law subject to the correctness standard:

... if a decision-maker says that the correct test requires him or her to consider A, B, C, and D, but in fact the decision-maker considers only A, B, and C, then the outcome is as if he or she had applied a law that required consideration of only A, B, and C. If the correct test requires him or her to consider D as well, then the decision-maker has in effect applied the wrong law, and so has made an error of law.

Therefore, what appears to be a question of mixed fact and law, upon further reflection, can actually be an error of pure law.

[26] The Supreme Court's illustration applies equally well in the reverse. If the correct test requires the consideration of A, B and C and prohibits the consideration of D, and the decision-maker considers D, that is an error of pure law.

[27] Given the right of appeal and the nature of the issue, in my opinion, the appropriate standard of review in this case is one of correctness. The Board was required to be correct on this point. If, in considering prudence, the Board took into account factors [page81 ]involving the application of hindsight, then it has committed legal error and its decision cannot stand.

#### E. Analysis

[28] It is important to distinguish between things that can be considered at the stage of deciding if the presumption of prudence is rebutted, and things that can be considered as part

of the prudence analysis itself. In considering the application of the presumption, it is acceptable to use the benefit of hindsight. Thus, a decision which turned out to have a bad economic outcome will not be presumed to be prudent, but rather will be subject to an analysis of the surrounding circumstances to determine if it was in fact prudent. In this case, the Board had before it evidence from the Notional Deferral Account as to the extra cost incurred by Enbridge as a result of the Alliance and Vector contracts, over and above what would have been the cost if the TransCanada pipeline had been used. The Board was entitled to use that information in determining the threshold issue as to whether the presumption of prudence was rebutted. It was not entitled to use the information as part of its analysis as to whether the decisions at issue were, or were not, prudent at the time they were made.

[29] The Board in this case was well aware of that distinction. The Board held, at para. 3.12.36 of its decision:

3.12.36 The Notional Deferral Account was intended as a measure to ascertain whether the cost differential between the old and the new paths was substantial, such that it would raise the issue of whether the presumption of prudence had been overcome. It was not intended as a method of determining the cost consequences and any potential disallowance of costs if the Board were to find that entering into the Alliance and Vector agreements were not prudent.

[30] Notwithstanding the Board's articulation of the proper use of this information, there are two clear references to matters of hindsight in the portion of its reasons dealing with the prudence of Enbridge's decisions.

[31] The first such reference is at para. 3.12.20 of the Board's reasons in which the Board refers to delay which occurred from November 1999 to December 2000 in determining whether a decision in 1996 was prudent. The impact of this reference could, however, be minimized since it was made in the context of a risk which Enbridge had identified and took into account in 1996. The impact on the decision would obviously be worse if the Board had been pointing out a delay that had

occurred after the fact and had not been predicted or considered back in 1996. Therefore, if the only hint of a hindsight type analysis was this one reference, I would not have serious concerns. [page82]

[32] However, the Board's reference to later events in its analysis of the Vector 2 contract (in para. 3.12.33) is more troublesome. The Board had already determined that Enbridge "failed to provide sufficient evidence and analysis, including alternatives, to justify this decision". Since the onus was on Enbridge to establish prudence, that would have been sufficient to support a finding by the Board that Enbridge had not discharged that onus and that the extra costs of that decision could therefore not be passed on to consumers. Obviously, the Board was not required to make such a finding, and it was perfectly open to the Board to defer the matter to give Enbridge an opportunity to file additional evidence. However, the reason cited by the Board for deferring the matter was that the cost consequences of the Vector 2 contract had not been included in the calculation of the Notional Deferral Account. The inescapable inference from this is that the Board felt unable, or was unwilling, to make a decision on prudence without this information. However, information as to what the actual costs of the decision turned out to be after the fact, is clearly an application of hindsight and is not permitted as part of the analysis of prudence.

[33] Counsel for the OEB submits that the reference to the Notional Deferral Account relates only to the rebuttal of the presumption of prudence and that the Board was not discussing the use of the financial information as part of its prudence analysis. Rather, he argues, the Board was simply stating it was unable to deal with whether the presumption of prudence applied without the missing information as to actual costs after the fact. I cannot accept that argument. The Board's decision is very logically laid out, as I have discussed above in paras. 11 to 22. The Board dealt first with the general test for relevance and then with whether the presumption of prudence was rebutted. It was only after finding the presumption was rebutted that the Board turned to a consideration of each of the four contracts and a determination of prudence in respect

of each of them. When the decision is looked at as a whole, it is clear that in paras. 3.12.32 to 3.12.34, the Board was dealing with whether the prudence standard had been met for the Vector 2 contract. That is the context in which the Notional Deferral Account is mentioned, and it can only logically be interpreted as referring to the prudence standard.

[34] In any event, it was not necessary for the Board to have information from the Notional Deferral Account in order to deal with the presumption of prudence issue. For the Alliance 1, Alliance 2 and Vector 1 contracts, the Board had three bases upon which the presumption was rebutted: [page83]

- (i) the concession by Enbridge that the presumption was rebutted and that a prudence review was warranted;
- (ii) the potential for conflict of interest because of the ownership interest of Enbridges's parent in the Alliance and Vector pipelines; and
- (iii) the substantial extra costs actually incurred as demonstrated by the Notional Deferral Account.

[35] With respect to the Vector 2 contract, the Board did not have the information from the Notional Deferral Account, but it had already determined that the conflict of interest issue alone was sufficient to rebut the presumption and it had the concession from Enbridge that a review of prudence was appropriate in the circumstances. The Board did not need the Notional Deferral Account information to make its decision on the presumption, and indeed had already made that decision in respect of all four contracts at para. 3.12.13 of its Reasons.

[36] Counsel for the OEB further argues that since the Board made no decision with respect to Vector 2, its reasoning on Vector 2 is not the subject of this appeal and not relevant to our consideration of whether the Board erred in its analysis of the Alliance contracts. That might well be a valid point if the Board had confined its reasoning in para. 3.12.33 to the Vector 2 contract itself. However, the Board referred to the absence of the Deferral Account information for Vector 2 and then

commented that this information was "a key element of the Board's prudence review of the Alliance and Vector arrangements". Given the context in which these words appear as well as the actual language used, it seems clear that the Board did in fact consider the actual costs incurred for Alliance as compared to the TransCanada pipeline to be a "key element" in its determination that the Enbridge decision to enter into the Alliance contracts was not prudent.

[37] The Board clearly articulated the correct test for the prudence review and appeared to understand that the prudence review must be based on circumstance that were known, or should reasonably have been known, by management making the decision at the time the decision was made. Because the test is so clearly stated by the Board, I have considered very carefully whether the Board's references to matters of hindsight in paras. 3.12.20 and 3.12.33 ought to be considered as innocuous, or related to some other analysis. I cannot reach that conclusion. In my view, the Board must be taken to have meant what it said. There are two clear references to a consideration of events which occurred after the decisions were made in the context of the Board's consideration of the prudence of the [page84 ]decisions. Reading the Board's comments any other way would, in my view, unduly strain the language used, particularly in the context in which those words appear.

[38] The retrospective application of the prudence test, ignoring the benefit of hindsight, is not an easy task for a decision-maker who is fully aware of the actual financial consequences of a decision. The decision-maker must shut out of his or her mind all knowledge of matters that are not permitted to be taken into account. This is something which is easier to describe than it is to carry out in practice. In this case, the Board described the test correctly, instructed itself not to use hindsight in evaluating prudence, but then slipped in its application of the test and did allow hindsight to creep into its consideration of prudence. That is a fundamental error of law.

F. Conclusions

[39] There was certainly evidence before the Board upon which it could have reasonably concluded that the Alliance contracts were not prudent. However, it is not possible to determine the extent to which an impermissible line of thinking clouded the Board's determination in this case. This is particularly problematic in that the hindsight considerations involved only the first ten months of contracts that were to run for a period of 15 years. The appellant is entitled to a decision based on the correct application of the legal test to the relevant facts. In the result, the Board's decision cannot stand and is therefore quashed insofar as it relates to the Alliance 1 and Alliance 2 contracts.

[40] The determination of prudence and the remedies flowing from a determination that a particular decision was or was not prudent are matters within the specialized expertise of the Board. Such determinations are intended under the Act to be the sole province of the OEB and ought not to be made by courts. Accordingly, this matter is remitted back to the OEB for consideration by a differently constituted tribunal.

[41] If the parties are unable to agree on the costs of this appeal, they may be addressed in writing. Counsel for Enbridge is requested to coordinate the timing of the costs submissions and to forward three copies of all of the submissions, preferably bound and indexed, to the Divisional Court office. Appeal allowed.

# The Regulation of Public Utilities Theory and Practice

**CHARLES F. PHILLIPS, JR.**

Robert G. Brown  
Professor of Economics  
Washington and Lee University

1993  
PUBLIC UTILITIES REPORTS, INC.  
Arlington, Virginia

HD  
2766  
P55  
1993

© Public Utilities Reports, Inc. 1993

*All rights reserved.* No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted, in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or otherwise, without the prior written permission of the publisher.

This publication is designed to provide accurate and authoritative information in regard to the subject matter covered. It is sold with the understanding that the publisher is not engaged in rendering legal, accounting, or other professional service. If legal advice or other expert assistance is required, the services of a competent professional person should be sought (*From a Declaration of Principles jointly adopted by a Committee of the American Bar Association and a Committee of Publishers.*)

*First Printing, May 1984*

*Second Edition, June, 1988*

*Third Edition, July 1993*

Library of Congress Catalog Card No. 93-085285

ISBN 0-910325-45-6

*Printed in the United States of America*



also require fair value, no generalization at all can be made concerning the findings of the regulatory authorities.<sup>88</sup>

### *Used and Useful, Prudent Investment and Excess Capacity*

Several valuation issues are of particular significance to the electric utility industry. Under traditional rate-making principles, public utilities are entitled to recover "prudent" investments when they become "used and useful." Certain items may be excluded from the rate base, including "excess capacity." But since the late 1970s, it has become clear that all three terms lack precise definitions.

**Used and Useful.** For decades, used and useful referred to needed capacity — that is, a determination as to whether a plant was actually used in service and was useful in providing service. If not, or if any expenditures were imprudent, all or part of the investment in a plant would be excluded from rate base. Today, however, used and useful has been held by some commissions to be a broader concept. The Massachusetts commission, to cite one example, holds that under the used and useful standard, it must "determine whether a utility investment is needed *and economically desirable*."<sup>89</sup> Explains the commission:

Need for a new electric utility production plant is established if it can be shown that the investment in question can provide either capacity which is required by the utility or energy, at a net cost which is lower than the cost of the capacity which it displaces. Once need for capacity or reliability, as the case may be, and/or energy savings has been established, the [commission] then must determine the extent to which an investment is useful and thus the extent to which a return should be allowed on the investment.<sup>90</sup>

Thus, a threshold issue arises: Are the used and useful test and the prudent investment test two distinct tests, and, if so, must both tests be satisfied before an investment will be included in the rate base?

**Prudent Investment.**<sup>91</sup> Prudence, according to *The Random House Dictionary*, "is care, caution, and good judgment, as well as wisdom in looking ahead."<sup>92</sup> Prudence thus involves foresight, not hindsight. Decisions must be judged as to their reasonableness at the time they were made and not after the fact. To quote two commissions:

A prudence review must determine whether the company's actions, based on all that it knew or should have known at the time were reasonable and prudent in light of the circumstances which then existed. It is clear that such a determination may not properly be made on the basis of hindsight judgments, nor is it appropriate for the

[commission] merely to substitute its best judgment for the judgments made by the company's managers.<sup>93</sup>

The company's conduct should be judged by asking whether the conduct was reasonable at the time, under all the circumstances, considering that the company had to solve its problems prospectively rather than in reliance on hindsight. In effect, our responsibility is to determine how reasonable people would have performed the task that confronted the company.<sup>94</sup>

In their prudence investigations, commissions have disallowed an estimated \$14 billion due to imprudence, generally running between 8 and 15 percent of a plant's final cost,<sup>95</sup> but sometimes much higher. The New York commission, for instance, found that \$1.395 billion of Long Island Lighting's Shoreham plant (about 30 percent of the estimated total cost of \$4.62 billion) was incurred because of construction imprudence.<sup>96</sup> Construction-related issues, however, are only one aspect of prudence reviews. Disallowances have been made because (1) of excess capacity (discussed below), (2) a plant should have been cancelled sooner,<sup>97</sup> (3) construction should not have been halted (delayed)<sup>98</sup> or, if halted, construction should not have been restarted,<sup>99</sup> (4) the capacity cost more than it should have cost in terms of alternative energy sources<sup>100</sup> or the optimal supply alternative,<sup>101</sup> and/or (5) cost overruns related to Nuclear Regulatory Commission (or other regulatory bodies) policy changes were not supported.<sup>102</sup> In some of these cases, it should be noted, disallowances were based upon the used and useful test; they were not found to be imprudent.<sup>103</sup>

**Excess Capacity.** Excess capacity has been defined as "capacity over and above that necessary to meet peak demand plus that capacity to insure that there is a margin to allow for day-to-day variations in the operating condition of installed generation."<sup>104</sup> For electric utilities, a 15 to 20 percent reserve margin has been viewed historically as necessary. But ever since the Arab oil embargo in 1973, the industry's reserve margin has climbed, remaining above 30 percent over the last decade (and nearer to 50 percent for some firms). Notes Studness:

The recent frightful cost escalations of nuclear plant construction, of course, proved to be the catalyst that finally precipitated the realization that the industry's excess capacity is no longer an unavoidable product of unforeseeable events. Similarly, disallowance has emerged as the vehicle with which ratepayers are attempting to shift the costs of excess capacity onto shareholders.<sup>105</sup>

The possibility of excess capacity raises several regulatory problems. How, for example, should excess capacity be identified? The most common

method is physical excess capacity — capacity determined to be over and above a required reserve margin.<sup>106</sup> Is excess capacity plant specific or system specific? It is generally considered to be plant specific. To illustrate: The Pennsylvania commission determined that 945 megawatts of Pennsylvania Power & Light's interest in Susquehanna Unit 2 were excess and disallowed \$443.2 million,<sup>107</sup> while the Kansas commission determined that 327 megawatts of Kansas Gas & Electric's interest in Wolf Creek were excessive and disallowed \$716.3 million.<sup>108</sup> In contrast, in an earlier case, the Pennsylvania commission determined that Philadelphia Electric's investment in Salem Unit 1 resulted in 775 megawatts of excess capacity and disallowed \$25 million based on "*the least economical units.*"<sup>109</sup>

**Rate-making Treatment.** Whenever disallowances are made, the issue of their proper rate-making treatment arises. Construction-related imprudent investment is generally excluded from the rate base and written off.<sup>110</sup> All other disallowances, including those for excess capacity, are generally shared between the ratepayers and the stockholders by (1) excluding the excess investment from the rate base, allowing no return<sup>111</sup> or a return to be deferred until the investment is deemed used and useful<sup>112</sup> or (2) including the excess investment in the rate base, but deducting from revenue requirements a complete<sup>113</sup> or partial<sup>114</sup> equity return, while permitting annual operating and maintenance expenses and annual depreciation.<sup>115</sup> In the Kansas commission's original decision regarding Kansas Gas & Electric's investment in Wolf Creek, for example, 10 percent was disallowed as construction imprudence (without recovery), 68 percent was excluded from the rate base (but with recovery through annual depreciation charges) and 22 percent was included in the rate base (with recovery of, and full return on).<sup>116</sup>

Critics of such significant disallowances have argued that risk-sharing methodologies have both financial consequences (including higher capital costs and, possibly, bankruptcy) and future investment disincentives.<sup>117</sup> And, while the actual treatment adopted by a commission has been constrained by its impact on the financial strength of the particular utility,<sup>118</sup> far too little attention has been paid to the investment disincentive issue.<sup>119</sup>

### *Mega Additions to Plant in Service: Phase-in Plans*

For electric utilities adding new generating capacity, the cost of a new power plant — even after disallowances — may represent a large proportion of the net book cost of the firm's existing assets.<sup>120</sup> Long Island Lighting's Shoreham nuclear power station, to illustrate, was estimated in 1983 to increase the company's rate base by approximately 150 percent (from \$1.8 billion to more than \$4.4 billion) and to increase the average cost per kilowatt-hour supplied to its customers by 40 to 50 percent. What rate-making procedures should be adopted to cushion or avoid such rate shocks (also known as front-end charges) to consumers?



# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2003-71

R-3504-2002

9 avril 2003

---

## PRÉSENTS :

M. Jean-Noël Vallière, B. Sc (Écon.)

M<sup>e</sup> Benoît Pepin, LL. M.

M<sup>me</sup> Francine Roy, M.B.A.

Régisseurs

---

Hydro-Québec

Demanderesse

---

## Décision

*Demande du Transporteur d'électricité afin d'obtenir une autorisation pour acquérir ou construire en 2003 des immeubles ou des actifs destinés au transport de l'électricité en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie*

## 1. DEMANDE

Le 6 décembre 2002, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose une demande d'autorisation pour acquérir ou construire en 2003 des immeubles ou des actifs destinés au transport de l'électricité dont le coût individuel est inférieur à 25 M \$, conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et à l'alinéa 2 de l'article 1 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (le Règlement d'application). Le total des investissements à être autorisés s'élève à 258,8 M \$ et se répartit comme suit :

• Maintien des actifs	161,5 M \$
• Amélioration de la qualité	48,7 M \$
• Respect des exigences	9,2 M \$
• Croissance des besoins	<u>39,4 M \$</u>
<b>TOTAL</b>	<b>258,8 M \$</b>

Le Transporteur demande aussi que lui soit permis de réallouer entre ces différentes catégories d'investissements jusqu'à 10 % des investissements totaux autorisés par la décision sur la présente demande, sans toutefois excéder le montant total des investissements qui seront autorisés par la décision de la Régie de l'énergie (la Régie) pour l'ensemble des catégories.

Ces investissements de 258,8 M \$ s'inscrivent dans des prévisions d'investissements réglementés d'une valeur totale de 610,2 M \$ composées d'un montant de 22,9 M \$ pour des projets dont le coût individuel est égal ou supérieur à 25 M \$ et d'un montant de 587,3 M \$ pour des projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 25 M \$.

Les investissements pour des projets dont le coût individuel est inférieur à 25 M \$ est composé du montant de 258,8 M \$ qui fait l'objet de la présente demande et d'un montant de 328,5 M \$ requis pour poursuivre la réalisation de projets qui, aux fins de l'article 1 du Règlement d'application, sont déjà reconnus prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport.

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>2</sup> (2001) 133 G.O. II, 6165.

## 2. CADRE JURIDIQUE ET PROCÉDURAL

Les obligations du Transporteur en matière d'autorisation pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité sont définies à l'article 73 de la Loi. En vertu du deuxième alinéa de l'article 1 du Règlement d'application, une autorisation de la Régie est requise, notamment, pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou actifs destinés au transport de l'électricité pour les projets dont le coût est inférieur à 25 M \$ et qui n'ont pas été encore reconnus prudemment acquis et utiles pour l'exploitation du réseau de transport. L'article 5 du Règlement d'application prévoit que :

*« Une demande d'autorisation visée au deuxième alinéa de l'article 1 est faite par catégorie d'investissements et doit comporter les informations suivantes :*

*1° la description synthétique des investissements et de leurs objectifs;*

*2° les coûts associés à chaque catégorie d'investissements;*

*3° la justification des investissements en relation avec les objectifs visés;*

*4° l'impact sur les tarifs;*

*5° l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel. »*

Les différentes sections de la preuve soumise à l'appui de la demande du Transporteur abordent chacune de ces cinq catégories d'information de même que les demandes complémentaires de la Régie décrites et consignées à l'Annexe A de sa décision D-2002-81. Le 24 janvier 2003, le Transporteur répond aussi à la demande de renseignements no 1 de la Régie dans le présent dossier.

Dans sa décision procédurale D-2002-284 du 17 décembre 2002, la Régie invite les intéressés à prendre connaissance du contenu de la requête du Transporteur et à présenter leurs observations par écrit. Aucun intéressé ne demande de participer à l'étude de cette demande. Le 4 février 2003, le Transporteur dépose ses commentaires et argumentation au dossier. La Régie prend alors le dossier en délibéré.

## 3. JUSTIFICATION DES INVESTISSEMENTS

Le Transporteur explique avoir comme principale mission d'assurer la continuité, la fiabilité et la pérennité de ses services de transport au moindre coût et selon la qualité de service attendue, conformément aux règles de fiabilité généralement reconnues et appliquées par les

transporteurs d'électricité. Pour réaliser sa mission, il s'est doté d'une stratégie d'investissements qui se déploie principalement sur quatre axes :

1. Limiter les investissements visant à assurer la pérennité de ses installations à 1,3 % de la valeur d'origine de ses actifs;
2. Fournir des services de transport de qualité, fiables et adaptés aux besoins des clients;
3. Assurer la disponibilité et la capacité de son réseau au moment requis par les clients; et
4. Exercer un contrôle serré de ses investissements en effectuant une analyse rigoureuse des besoins et un suivi étroit des enveloppes budgétaires<sup>3</sup>.

Le Transporteur indique que les investissements prévus en 2003 lui permettront de maintenir l'intégrité de son parc d'équipements de transport et son bon état de fonctionnement et d'en assurer la pérennité. Ces investissements lui permettront aussi de poursuivre ses efforts en vue d'améliorer la qualité de son service de façon à répondre adéquatement aux attentes de son principal client, Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le Distributeur), et à celles des producteurs et des grossistes qui utilisent également son réseau<sup>4</sup>.

Les investissements liés aux activités réglementées de transport d'électricité se subdivisent en quatre catégories, soit Maintien des actifs, Amélioration de la qualité, Respect des exigences et Croissance des besoins de la clientèle. De façon générale, ces investissements sont liés aux activités courantes du Transporteur<sup>5</sup>.

### 3.1 MAINTIEN DES ACTIFS

Le Transporteur fait valoir que les investissements en Maintien des actifs sont requis pour préserver la qualité du service offert à sa clientèle existante tout en mettant à profit les plus récents progrès techniques disponibles et utiles. Ces investissements visent plus particulièrement les activités suivantes :

- Investissements majeurs, rendus nécessaires afin d'assurer la pérennité des installations de transport et de les remettre en bon état de fonctionnement;
- Activités reliées au démantèlement, sans reconstruction, d'équipements de transport devenus inutilisables;
- Activités dont la non-réalisation entraînerait une détérioration irrémédiable des équipements ou installations de transport qui en empêcherait l'utilisation normale;

<sup>3</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 13.

<sup>4</sup> Commentaires et argumentation du Transporteur, page 6.

<sup>5</sup> Commentaires et argumentation du Transporteur, pages 3 et 4.



- Activités liées au remplacement ou à la réparation rendues nécessaires à la suite d'une défaillance ou d'un bris d'équipement; et
- Activités reliées aux équipements de soutien ou aux bâtiments administratifs<sup>6</sup>.

Pour les années 1997-2003, les investissements prévus et réalisés pour le Maintien des actifs sont les suivants<sup>7</sup> :

Années	Investissements prévus (M \$)	Investissements réalisés (M \$)
1997	ND	129,3
1998	ND	360,9
1999	224,0	201,2
2000	209,2	190,6
2001	ND	207,5
2002	228,4	239,5*
2003	240,0	

\* estimé

Pour déterminer le niveau des investissements annuels à effectuer dans cette catégorie, le Transporteur a mis en place un processus basé sur des analyses et des diagnostics établis à partir de l'état réel des équipements de transport<sup>8</sup>. Par ailleurs, le Transporteur souligne qu'il ne produit pas de document spécifique sur l'état de l'ensemble du réseau de transport. Les évaluations effectuées d'une année à l'autre portent plutôt sur différentes composantes du réseau<sup>9</sup>.

Le Transporteur fait valoir que, depuis plusieurs années, la planification en Maintien des actifs reflète son orientation de limiter ces investissements à un taux de 1,3 % de la valeur d'origine des actifs. Jusqu'à maintenant, il n'a utilisé que ce ratio comme balise de gestion concernant les investissements dans cette catégorie. Pour le Transporteur, cette cible est un maximum d'investissements considéré acceptable dans une perspective multiannuelle pour atteindre les objectifs de sa mission<sup>10</sup>.

<sup>6</sup> Pièce HQT-1, document 1, pages 7 et 8.

<sup>7</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 15 et décision D-2002-81, dossier R-3476-2001, 12 avril 2002, page 5.

<sup>8</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 18.

<sup>9</sup> Pièce HQT-2, document 1, page 9.

<sup>10</sup> Pièce HQT-2, document 1, pages 14 et 15.

Le tableau ci-après présente une analyse détaillée des investissements en Maintien des actifs pour la période 2001-2003. On y retrouve les investissements par principales classes d'actifs, la valeur d'origine des actifs du Transporteur et les ratios d'investissements par rapport à ces valeurs d'origine<sup>11</sup> :

**ANALYSE DÉTAILLÉE DES INVESTISSEMENTS  
EN MAINTIEN DES ACTIFS (M \$)**

	Réel 2001	Estimé 2002	Prévu 2003
<b>Investissements totaux – Maintien des actifs</b>	<b>207,5</b>	<b>239,5</b>	<b>240,0</b>
<b>Actifs de réseau (postes, lignes, autres actifs)</b>	<b>172,4</b>	<b>192,3</b>	<b>197,4</b>
<i>Actifs de soutien</i>	<i>35,1</i>	<i>47,2</i>	<i>42,6</i>
Bâtiments (administratifs, laboratoires)	1,4	4,7	4,3
Matériel roulant	14,4	17,3	15,5
Autres actifs de soutien	19,3	25,2	22,8
<b>Valeur d'origine des actifs du Transporteur</b>	<b>18 362,6</b>	<b>18 737,1</b>	<b>19 137,1</b>
	<i>(31 déc. 00)</i>	<i>(31 déc. 01)</i>	<i>(31 déc. 02 – Estimé)</i>
<b>Actifs de réseau (postes, lignes, autres actifs)</b>	<b>17 652,3</b>	<b>18 000,7</b>	<b>18 359,8</b>
<i>Actifs de soutien</i>	<i>710,3</i>	<i>736,4</i>	<i>777,3</i>
Bâtiments (administratifs, laboratoires)	218,9	222,8	227,5
Matériel roulant	79,2	88,1	105,4
Autres actifs de soutien	412,2	425,5	444,4
<b>Ratio d'investissement - Maintien des actifs</b> (Investissements en Maintien des actifs/valeur d'origine des actifs)			
<i>Actifs du Transporteur</i>	<i>1,13 %</i>	<i>1,28 %</i>	<i>1,25 %</i>
<i>Actifs de réseau (postes, lignes, autres actifs)</i>	<i>0,98 %</i>	<i>1,07 %</i>	<i>1,08 %</i>
<i>Actifs de soutien</i>	<i>4,94 %</i>	<i>6,41 %</i>	<i>5,48 %</i>
Bâtiments (administratifs, laboratoires)	0,64 %	2,11 %	1,89 %
Matériel roulant	18,18 %	19,64 %	14,71 %
Autres actifs de soutien	4,68 %	5,92 %	5,13 %

<sup>11</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 40.

Le Transporteur indique que l'évolution des investissements de 207,5 M \$ en 2001 à 240,0 M \$ prévus pour l'année 2003 consacrés à la catégorie Maintien des actifs est entre autres imputable au vieillissement des différentes composantes du réseau de transport que le Transporteur doit maintenir en bon état de fonctionnement. Elle s'explique aussi du fait que les investissements dans cette catégorie succèdent systématiquement aux investissements initialement réalisés pour répondre à la croissance des besoins. Le Transporteur ajoute qu'une croissance à long terme des montants investis dans cette catégorie est, par ailleurs, normale et reflète l'évolution de la base de tarification du Transporteur<sup>12</sup>.

Plus particulièrement, la portion d'investissements requise en 2003 spécifiquement pour le Maintien des actifs de réseau s'établit à 197,4 M \$, soit un ratio de 1,08 %, tel qu'il appert du tableau précédent. Selon son expérience et les différentes évaluations faites sur le réseau, le Transporteur estime qu'un ratio de 1,1 % permet d'assurer et de maintenir la fiabilité de ses actifs de réseau, qui comprennent les postes, les lignes et les autres équipements nécessaires au transport de l'électricité<sup>13</sup>.

L'enveloppe d'investissements requise pour les actifs de soutien se situe à 42,6 M \$ correspondant à un ratio d'investissement de l'ordre de 5,48 %. De par leur nature, les actifs de soutien ont une durée de vie utile beaucoup plus courte et doivent être renouvelés plus rapidement que les actifs de réseau. Le Transporteur considère raisonnable d'utiliser comme référence un ratio d'investissement oscillant entre 5 % et 7 % de la valeur d'origine des actifs de soutien<sup>14</sup>. Ces actifs comprennent :

- Des bâtiments : le niveau des investissements de 4,3 M \$ prévu en 2003 correspond approximativement à la dépréciation annuelle des bâtiments. Leur durée de vie utile moyenne est évaluée à 36 ans et 30 % de la valeur d'origine de ces actifs est amortie. Le Transporteur considère qu'un ratio d'investissements de l'ordre de 2,0 % est adéquat pour maintenir l'état de ces actifs<sup>15</sup>;
- Du matériel roulant : l'augmentation du nombre de défaillances et les coûts élevés de maintenance des dernières années ont amené le Transporteur à mettre en place, au cours de l'année 2001, un plan quinquennal de rattrapage. Des investissements annuels de l'ordre de 15,5 M \$ d'ici 2006 permettront ainsi au Transporteur d'atteindre un meilleur équilibre entre les efforts en maintenance et le renouvellement du parc<sup>16</sup>; et

<sup>12</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 20.

<sup>13</sup> Pièce HQT-1, document 1, pages 21 et 22.

<sup>14</sup> Pièce HQT-1, document 1, pages 22 et 23.

<sup>15</sup> Pièce HQT-1, document 1, pages 23 et 24.

<sup>16</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 23.

- D'autres actifs de soutien : d'une valeur d'origine de 444,4 M \$, ils sont constitués principalement d'équipements de laboratoire, d'outils, de systèmes informatiques, d'ordinateurs et d'équipements de vérification, dont la moyenne de vie utile est de 12 ans. Les investissements de 22,8 M \$ requis en 2003 permettront le remplacement d'équipements souvent onéreux en fonction des caractéristiques de sécurité ou des fonctions hautement spécialisées requises pour le réseau. Le ratio de 5,1 % en 2003 pour cette classe d'actifs est requis afin, entre autres, de maintenir la sécurité et l'efficacité des interventions du Transporteur. Ce ratio est d'ailleurs comparable aux besoins ciblés en 2001 et 2002<sup>17</sup>.

Le niveau d'investissements total prévu en Maintien des actifs est de 240,0 M \$ pour 2003. Les investissements de cette catégorie à être autorisés par la Régie sont de 161,5 M \$ dont 42,5 M \$ correspondent à des projets en cours et 119,0 M \$ à des projets débutant en 2003<sup>18</sup>. Les investissements reliés aux projets réputés prudemment acquis et utiles s'élèvent à 78,5 M \$. Par ailleurs, le Transporteur indique aussi que la moyenne annuelle des dispositions d'actifs ces dernières années étaient de 40 cas, pour une valeur de 3 M \$<sup>19</sup>.

## OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que le niveau d'investissements prévu en 2003 en Maintien des actifs est stable par rapport au niveau d'investissements estimé pour l'année 2002 et est légèrement inférieur à la balise de 1,3 % de la valeur d'origine des actifs de transport utilisée par le Transporteur comme maximum d'investissements considéré acceptable dans une perspective multiannuelle.

La Régie autorise des investissements en Maintien des actifs de 161,5 M \$ en 2003 pour les raisons suivantes :

- 1) Ces investissements sont à l'intérieur d'une enveloppe de 1,3 % de la valeur d'origine des actifs de transport, présentée comme une balise de saine gestion;
- 2) Ce taux permet d'investir un niveau minimum pour maintenir la pérennité des équipements dont la valeur d'origine est estimée à 19 137,1 G \$.

Pour les prochains dossiers annuels d'acquisition d'actifs de transport dont le coût individuel est inférieur à 25 M \$, la Régie considère utile que le Transporteur continue de scinder les

<sup>17</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 24.

<sup>18</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 11.

<sup>19</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 7.

investissements de la catégorie Maintien des actifs en classes d'actifs homogènes (équipements du réseau, bâtiments administratifs, matériel de transport et autres actifs de soutien) et que pour les projets s'échelonnant sur plusieurs années, il fournisse non seulement les investissements prévus pour l'année en cours, mais aussi les montants impliqués pour les années subséquentes. La Régie demande également au Transporteur de continuer à utiliser les formats de tableaux et graphiques qui ont servi au présent dossier.

### 3.2 AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ

Le Transporteur explique que les investissements liés à cette catégorie sont requis pour satisfaire les exigences en matière de qualité de service à l'égard de la demande existante. Ils visent plus particulièrement les activités suivantes :

- Activités reliées aux additions et modifications requises pour rencontrer les nouveaux critères de conception, d'exploitation et d'entretien du réseau;
- Activités reliées au rehaussement de la qualité du produit électrique transporté;
- Investissements requis en vue d'appliquer, d'explorer ou d'innover en matière de technologies existantes afin d'optimiser des actions de maintenance, de comportement, de conception, de fabrication ou de construction en matière de transport<sup>20</sup>.

Cette catégorie d'investissements contribue directement à l'atteinte de la cible de 0,65 heure d'interruption de service par client que s'est fixée le Transporteur. Ce dernier considère cette cible optimale comme constituant un juste compromis entre la nécessité d'investir massivement pour rehausser l'indice et le niveau de continuité de service présentement offert à la clientèle<sup>21</sup>.

Pour les années 1997-2003, les investissements prévus et réalisés sont indiqués ci-dessous<sup>22</sup> :

<sup>20</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 8.

<sup>21</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 24.

<sup>22</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 15 et décision D-2002-81, R-3476-2001, 12 avril 2002, page 9.

Année	Investissements prévus (M \$)	Investissements réalisés (M \$)
1997	ND	106,9
1998	ND	212,6
1999	375,9	192,1
2000	208,4	162,3
2001	ND	116,0
2002	220,0	167,5*
2003	265,8	

\* estimé

Le Transporteur planifie des investissements globaux de 265,8 M \$ pour l'Amélioration de la qualité en 2003 dont 48,7 M \$ font l'objet d'une autorisation dans le cadre du présent dossier.

La majeure partie de la différence, soit des investissements de 208,1 M \$ est requise pour la poursuite de projets découlant du verglas de 1998, lesquels sont réputés prudemment acquis et utiles aux fins de l'application de la Loi et du Règlement d'application. S'y ajoute un montant de 9,0 M \$ prévu pour un projet dont le coût est égal ou supérieur à 25 M \$.

La présente demande de 48,7 M \$ est composée de 31,3 M \$ pour de nouveaux projets débutant en 2003 alors qu'un montant de 17,4 M \$ est prévu pour la poursuite des projets en cours à la suite de l'autorisation de la Régie pour les investissements en 2002.

Le Transporteur souligne que la croissance de 98,3 M \$ de 2002 à 2003 des investissements en Amélioration de la qualité découle directement des investissements reliés au verglas de 1998<sup>23</sup>. À noter toutefois que le projet de l'interconnexion avec l'Ontario est suspendu en 2002 et que le Transporteur entend prendre une orientation définitive au cours de l'année 2003<sup>24</sup>.

## OPINION DE LA RÉGIE

La Régie note que ce type d'investissements contribue directement à l'atteinte de la cible de 0,65 heure d'interruption de service par client que s'est fixée le Transporteur. Par ailleurs, la

<sup>23</sup> Pièce HQT-2, document 1, page 13.

<sup>24</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 28.

Régie constate qu'en 2001, le Transporteur a atteint un niveau de 0,51 heure d'interruption. Nonobstant cette bonne performance, la Régie constate une hausse de 51,5 M \$ entre les investissements réels de 2001 et les investissements estimés de 2002 de même qu'une hausse de 98,3 M \$ entre les dépenses estimées de 2002 et les investissements prévus pour 2003.

La Régie autorise des investissements en Amélioration de la qualité de 48,7 M \$ en 2003, mais réitère néanmoins la préoccupation exprimée dans sa décision D-2002-81 voulant qu'il est essentiel de pouvoir apprécier ce niveau d'investissements en corrélation avec l'amélioration de la qualité du service en général, l'établissement de critères et l'atteinte des cibles.

### 3.3 RESPECT DES EXIGENCES

Les investissements dans cette catégorie sont requis pour respecter des obligations ou satisfaire sans délai des exigences législatives et réglementaires, généralement dans le domaine de l'environnement ou de la sécurité. Ces investissements visent plus particulièrement des activités reliées au rôle social (bénéfices intangibles), aux obligations gouvernementales (conformité à des contraintes ou normes), aux obligations contractuelles (engagement présent ou à venir du Transporteur), aux écarts de concept/nouvelles normes et aux obligations de santé et sécurité.

Pour les années 1997-2003, les investissements prévus et réalisés sont indiqués ci-dessous<sup>25</sup> :

Année	Investissements prévus (M \$)	Investissements réalisés (M \$)
1997	ND	ND
1998	ND	4,5
1999	8,3	13,2
2000	39,1	32,2
2001	ND	22,2
2002	26,6	14,3*
2003	21,4	

\* estimé

Le Transporteur prévoit des investissements totaux en 2003 de 21,4 M \$ dont un montant de 12,2 M \$ relatif à la poursuite de projets reconnus prudemment acquis et utiles.

<sup>25</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 15 et décision D-2002-81, dossier R-3476-2001, 12 avril 2002, page 11.

La présente demande vise des investissements pour un montant de 9,2 M \$ composé d'un montant de 2,4 M \$ pour la poursuite des projets autorisés par la Régie en 2002 et d'un montant de 6,8 M \$ pour le démarrage de nouveaux projets. Le Transporteur concentrera ses efforts au niveau du respect d'obligations environnementales, plus particulièrement en réalisant des projets d'implantation de bassins et de systèmes de récupération d'huile dans des postes de transport<sup>26</sup>.

### **OPINION DE LA RÉGIE**

La Régie autorise des investissements pour le Respect des exigences de 9,2 M \$ en 2003. Les sommes proposées apparaissent raisonnables et en continuité des sommes investies au cours des deux années précédentes.

### **3.4 CROISSANCE DES BESOINS DE LA CLIENTÈLE**

Le Transporteur explique que les investissements dans cette catégorie visent les activités requises pour augmenter la capacité du réseau de transport afin de satisfaire l'accroissement des besoins de la charge locale exprimés par le Distributeur et pour l'intégration de producteurs.

Ces investissements permettent, d'une part, de réaliser les projets d'intégration au réseau de transport de la production d'une nouvelle centrale et d'assurer le transit de la puissance additionnelle générée par l'ajout de nouveaux groupes de production à une centrale existante. Le Transporteur doit également procéder aux modifications de ses équipements rendues nécessaires à la suite des projets de rééquipement ou de réfection d'une centrale lorsque sont modifiés les groupes de production existants.

D'autre part, les investissements pour cette catégorie assurent également l'intégration de la demande. Ils consistent notamment en l'addition de transformateurs, d'équipements de compensation et d'autres équipements nécessaires à l'alimentation de la charge québécoise<sup>27</sup>.

Pour les années 1997-2003, les investissements prévus et réalisés pour la croissance des besoins de la clientèle sont indiqués ci-dessous<sup>28</sup> :

<sup>26</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 28.

<sup>27</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 10.

<sup>28</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 15 et décision D-2002-81, dossier R-3476-2001, 12 avril 2002, page 8.



Année	Investissements prévus (M \$)	Investissements réalisés (M \$)
1997	ND	47,7
1998	ND	39,3
1999	74,0	48,6
2000	107,2	113,0
2001	ND	75,2
2002	65,0	77,4*
2003	83,0	

\* estimé

En 2003, le Transporteur prévoit des investissements totaux de 83,0 M \$ pour la catégorie Croissance des besoins de la clientèle dont 39,4 M \$ sont visés par la présente demande.

La différence est composée d'un premier montant de 13,9 M \$ requis pour des projets nécessitant une autorisation spécifique de la Régie dont l'intégration de la puissance de la centrale de la Touloustouc ainsi qu'un autre projet majeur relatif à une intégration de charge à être déposé à la Régie en temps opportun.

Elle est aussi composée des projets d'investissements en 2003 réputés prudemment acquis et utiles qui s'élèvent à 29,7 M \$. Ce montant se répartit également entre les activités d'intégration de charge et d'intégration de puissance.

Le Transporteur souligne que, du 39,4 M \$ à approuver, les travaux déjà en cours pour des projets autorisés par la Régie en 2002 représentent une enveloppe de 16,3 M \$. Le solde des investissements de 23,1 M \$ est nécessaire pour les projets qui débiteront en 2003. Le montant de 39,4 M \$ est majoritairement (86 %) associé à l'intégration de charge selon les prévisions du Distributeur alors que le montant résiduel de 5,5 M \$ (14 %) est prévu pour des projets d'intégration de puissance<sup>29</sup>.

## OPINION DE LA RÉGIE

La Régie autorise des investissements au montant de 39,4 M \$ pour la Croissance des besoins de la clientèle. Dans le présent dossier, la Régie considère que les investissements liés au soutien de la croissance de la demande sont nécessaires dans la mesure où ils

<sup>29</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 30.

découlent d'une demande du Distributeur pour desservir la charge locale. La Régie est satisfaite des informations fournies par le Transporteur pour expliquer ces investissements.

La Régie considère opportun que le Transporteur continue, pour les années à venir, de quantifier et de justifier les investissements associés à la Croissance des besoins de la clientèle en indiquant la valeur de la croissance de la demande par catégorie de clientèle ainsi que le détail des coûts et revenus annuels relatifs aux investissements requis. Pour les projets de cette catégorie s'étalant sur plusieurs années, la Régie demande également au Transporteur de continuer de fournir les montants correspondant aux années subséquentes.

#### 4. IMPACT SUR LES TARIFS

Les investissements que compte faire le Transporteur en 2003 sont analysés sous deux angles : d'une part, les investissements ne générant pas de revenus additionnels et, d'autre part, les investissements nécessaires au soutien de la croissance de la demande.

Pour 2003, les investissements ne générant pas de revenus additionnels se chiffrent à 527,2 M \$, soit la somme des investissements associés aux catégories Maintien des actifs, Amélioration de la qualité et Respect des exigences alors que les investissements nécessaires au soutien de la Croissance des besoins de la clientèle s'élèvent à 83,0 M \$.

Le Transporteur rappelle qu'il est important qu'il investisse de façon systématique des montants suffisants pour assurer à sa clientèle un même niveau de qualité répondant à leurs besoins et qu'il vise à améliorer la performance de son réseau par une sélection appropriée de ses projets.

#### **Investissements ne générant pas de revenus additionnels**

Selon le Transporteur, il est possible d'un point de vue théorique de conclure que si, en moyenne, les investissements ne générant pas de revenus additionnels ne dépassent pas la charge annuelle d'amortissement, ces investissements n'auront aucun impact à la hausse sur les tarifs puisque la base de tarification en fin d'année sera égale ou inférieure à celle s'appliquant en début d'année.

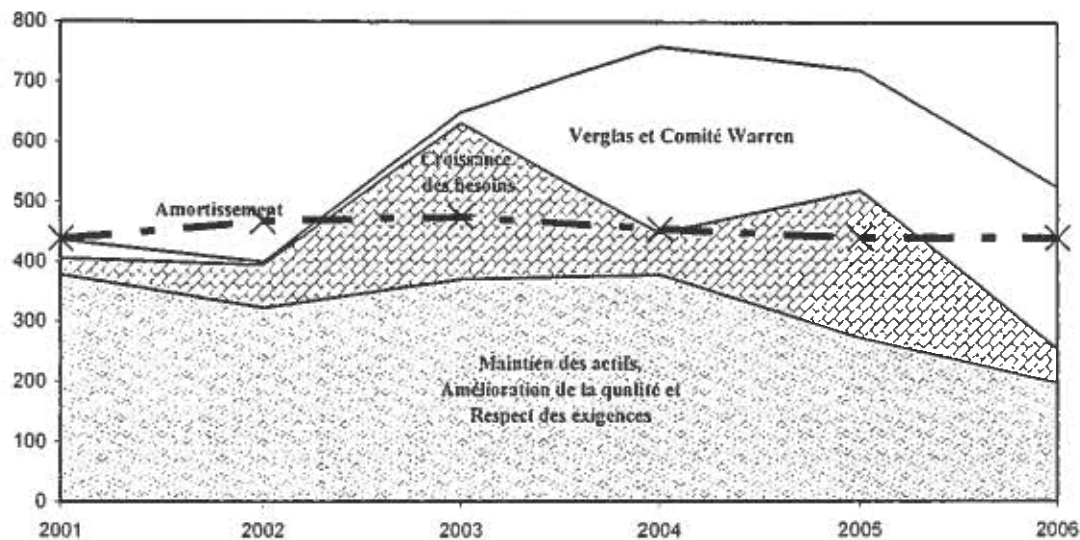
Le Transporteur fait valoir que, dans un horizon de moyen terme, soit de 2001 à 2006, si l'on ne tient pas compte des mises en exploitation prévues relatives aux investissements rendus nécessaires à la suite des événements exceptionnels de 1998, la moyenne des mises

en exploitation (442,4 M \$) sera inférieure aux montants d'amortissement pour la même période (452,7 M \$). Ainsi, la mise en exploitation des projets « excluant le verglas » n'aura pas d'impact significatif sur les tarifs du Transporteur au cours de cette période<sup>30</sup>.

### MISE EN EXPLOITATION (BRUT) ET AMORTISSEMENT (M \$)<sup>31</sup>

Catégorie	Réel	Estimé	Prévu	Planification révisée		
	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Maintien, Amélioration, Respect	378,4	322,8	371,4	379,3	272,4	197,0
Croissance des besoins	27,1	72,5	260,3	69,1	247,5	56,6
Verglas et Comité Warren	<u>30,3</u>	<u>4,7</u>	<u>18,3</u>	<u>311,6</u>	<u>200,1</u>	<u>271,4</u>
<b>Total</b>	<b>435,8</b>	<b>400,0</b>	<b>650,0</b>	<b>760,0</b>	<b>720,0</b>	<b>525,0</b>
<b>Amortissement</b>	<b>438,0</b>	<b>468,0</b>	<b>475,0</b>	<b>455,0</b>	<b>440,0</b>	<b>440,0</b>

Mises en exploitation réelles et prévues (M\$)



Source : pièce HQT-1, document 1, page 32.

### Investissements nécessaires au soutien de la croissance de la demande

Selon le Transporteur, l'impact tarifaire des projets d'investissements liés à la Croissance des besoins de la clientèle fait appel à un autre type d'évaluation afin d'estimer de quelle

<sup>30</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 32.

<sup>31</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 32.

façon les tarifs établis en fonction des revenus requis du Transporteur ne suffiraient plus à en absorber le coût. À cette fin, le Transporteur utilise une méthodologie cohérente avec celle de sa demande tarifaire 2001 (dossier R-3401-98)<sup>32</sup>.

Le Transporteur mentionne toutefois qu'il est impossible d'isoler les seuls investissements de moins de 25 M \$ dans une telle analyse puisqu'elle repose sur la prévision de la charge locale du Transporteur, laquelle encadre la planification de tous les projets de croissance en incorporant l'ensemble des projets d'investissements, soit ceux réputés prudemment acquis et utiles, ceux dont le coût individuel est égal ou supérieur à 25 M \$ et ceux dont le coût individuel est inférieur à 25 M \$. Cette analyse porte donc sur les données globales d'une année d'investissements et sur leur relation avec le besoin de satisfaire l'évolution de la demande de la clientèle<sup>33</sup>.

Le Transporteur fait valoir que l'analyse à la marge de l'investissement de 83 M \$ en 2003 pour répondre à la croissance des besoins de la charge locale démontre un impact favorable de cet investissement sur le prix du service de transport<sup>34</sup>.

**Analyse à la marge de l'investissement de 83 M \$  
en Croissance des besoins de la clientèle**

Année	2002	2003	Croissance
Réservation (MW)			
Charge locale	31 726	32 294	568
Point à point	3 844	3 844	0
Total	35 570	36 138	568
Revenus requis (M\$)	2 593		
A) Tarif actuel (\$/kW)	72,91		
B) Investissements (M\$)		83	
C) Coût annuel (M\$)		12	
D) Croissance (MW)		568	
C/D) Coût unitaire (\$/kW)		20,39	
C/A) Croissance minimale (MW)		159	

Comme l'illustre ce tableau, les investissements de 83 M \$ se traduiront par des coûts qui s'élèvent à 12 M \$ pour la première année. En juxtaposant ces coûts additionnels à la croissance des besoins de la charge locale pour 2003, soit 568 MW, le coût unitaire de ces

<sup>32</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 33.

<sup>33</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 33.

<sup>34</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 34.

projets d'investissements s'élève à seulement 20,39 \$/kW, montant bien inférieur à celui du tarif de transport annuel de 72,91 \$/kW.

Comme l'enveloppe de 83,0 M \$ prévue en 2003 dans cette catégorie n'est pas la seule liée à la croissance annuelle de la charge mesurée pour une seule année, le Transporteur fait valoir qu'il est possible de déterminer le niveau de croissance correspondant à un impact neutre sur le tarif. Ainsi, les investissements de 83,0 M \$ auraient un impact neutre sur le tarif pour une croissance de la demande de seulement 159 MW, ce qui est inférieur à la croissance prévue de 568 MW en 2003.

De plus, le Transporteur souligne que si l'on intègre à cet exercice d'évaluation les flux monétaires générés de 2003 à 2008 par les investissements en Croissance des besoins de la clientèle combinés à la croissance des besoins de la charge locale de 3 060 MW sur la période correspondante, on constate l'impact favorable de ces investissements sur le prix du service de transport. En posant comme hypothèse que la demande de la charge locale demeure fixe après 2008 et qu'aucun investissement n'est réalisé après cette date, le prix de transport qui en résulterait sur une base actualisée s'élèverait à 69,53 \$/kW soit un niveau inférieur au prix actuel<sup>35</sup>.

## **OPINION DE LA RÉGIE**

La Régie a pris connaissance de l'approche préconisée par le Transporteur en matière d'analyse d'impacts sur les tarifs.

La Régie est soucieuse du fait qu'à partir de 2004, les valeurs des mises en exploitation, incluant les projets reliés au verglas, excéderont les sommes annuelles d'amortissement, et ce jusqu'en 2006 inclusivement, résultant en un impact possible à la hausse sur les tarifs tel qu'observé au graphique de la page 15.

À ce niveau, la Régie demande au Transporteur de proposer une méthode pour mesurer l'impact tarifaire à la marge des investissements en prenant en compte les mises en exploitation annuelles projetées.

---

<sup>35</sup> Pièce HQT-1, document 1, pages 34, 35 et Annexe D.

### **Investissements ne générant pas de revenus additionnels**

Selon la Régie, la méthode qui mesure l'impact tarifaire du bloc d'investissements ne générant pas de revenus additionnels, en prenant en compte les mises en exploitation annuelles et en utilisant comme base de comparaison la charge annuelle d'amortissements des actifs du Transporteur, apparaît appropriée. La Régie accepte le test élaboré par le Transporteur. Selon ce test, si, en moyenne, les investissements ne générant pas de revenus additionnels, essentiellement les investissements des catégories Maintien des actifs, Amélioration de la qualité et Respect des exigences, ne dépassent pas la charge annuelle d'amortissement des actifs de transport, ces investissements, pris globalement, n'auront pas d'impacts à la hausse sur les tarifs puisque la base de tarification en fin d'année sera égale ou inférieure à celle s'appliquant en début d'année.

La Régie constate, à l'instar du Transporteur dans sa demande, que la valeur des mises en exploitation prévues pour 2003 (389,7 M \$) est inférieure à la charge annuelle d'amortissement prévue pour la même année, soit 475,0 M \$. La Régie juge donc que les investissements ne générant pas de revenus additionnels n'auront pas d'impact à la hausse sur les tarifs.

### **Investissements nécessaires au soutien de la croissance de la demande**

La Régie prend note que la méthodologie proposée par le Transporteur pour mesurer l'impact de la croissance de la demande sur les tarifs indique un impact à la baisse.

## **5. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DE SERVICE**

Le Transporteur fait valoir que les investissements qui font l'objet de la présente demande permettront au Transporteur de rencontrer les cibles fixées quant à ses différents indicateurs de performance, dont notamment les indices de *Satisfaction de la clientèle Grande entreprise*, de *Continuité de service*, d'*Incidents d'exploitation*, de *Nombre et durée des pannes et des interruptions programmées* et des indicateurs *CPS1* et *CPS2*.

Plus particulièrement, les investissements majeurs en Amélioration de la qualité depuis le verglas de 1998 ont pour objectif de limiter les impacts négatifs sur les clients du Transporteur en diminuant la possibilité d'une perte d'alimentation prolongée tout en

limitant les dommages importants à ses équipements. Le Transporteur souligne que ces cibles ne sont pas exclusivement reliées aux investissements en Amélioration de la qualité, mais également au résultat d'une approche globale de gestion et d'une multitude d'activités de support, de maintenance, de communication et de gestion de réseau.

La cible concernant l'indice de continuité de transport est maintenue à 0,65 heure/client pour l'année 2003<sup>36</sup>.

### OPINION DE LA RÉGIE

La Régie juge raisonnables les explications du Transporteur et conclut que les investissements faisant l'objet de la présente demande devraient contribuer au maintien de la qualité du service et de la fiabilité du réseau.

La Régie note que le Transporteur maintient l'indice de continuité de transport à 0,65 heure/client pour 2003 et lui demande de présenter lors de ses prochaines demandes le résultat de ses indicateurs de performance.

## 6. RÉALLOCATION ENTRE LES DIFFÉRENTES CATÉGORIES

Le Transporteur explique que les quatre catégories d'investissements utilisées dans sa planification ne constituent pas nécessairement des cloisons étanches. Certains montants peuvent être réalloués exceptionnellement d'une catégorie à une autre lorsque les projets finaux sont précisés et suivant les priorités d'investissements arrêtées par le Transporteur. Certaines situations imprévues peuvent aussi avoir comme conséquence de décaler le démarrage de certains projets. Le Transporteur a alors l'occasion d'accélérer ou d'anticiper le démarrage d'autres projets n'appartenant pas nécessairement aux mêmes catégories, afin d'optimiser ses opérations<sup>37</sup>.

Le Transporteur fait valoir qu'une réallocation jusqu'à 10 % des investissements autorisés, entre les différentes catégories budgétaires, lui donnera une certaine flexibilité et contribuera à alléger le processus réglementaire<sup>38</sup>.

<sup>36</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 36.

<sup>37</sup> Pièce HQT-1, document 1, page 12.

<sup>38</sup> Pièce HQT-1, document 1, pages 12 et 13.

Le Transporteur a observé, dans les années antérieures, que la réallocation des investissements prévus entre les différentes catégories n'excède généralement pas 5 % de l'enveloppe globale de ses investissements. La marge de 10 % de flexibilité demandée en 2003, soit 25,8 M \$, représente bon an mal un montant presque équivalent à la valeur estimée de réallocation de 5 % de l'enveloppe globale d'investissements de 610,2 M \$ pour l'année 2003<sup>39</sup>.

## **OPINION DE LA RÉGIE**

Pour cette année, la Régie permet de réallouer, entre les différentes catégories d'investissements, jusqu'à 10 % des investissements totaux autorisés sans toutefois excéder le montant total des investissements autorisés par la présente décision pour l'ensemble des catégories.

Toutefois, la Régie rappelle que le caractère utile et prudemment acquis de ces investissements sera analysé lors des demandes tarifaires. Il est nécessaire que les catégories d'investissements et les classes d'actifs de ce dossier se retrouvent aussi dans les demandes tarifaires.

## **7. CONCLUSION**

La Régie autorise des investissements de 258,8 M \$ en 2003 pour les projets dont le coût individuel est inférieur au seuil de 25 M \$ et qui n'ont pas déjà été autorisés. De plus, elle permet de réallouer, entre les différentes catégories d'investissements, jusqu'à 10 % des investissements totaux autorisés sans toutefois excéder le montant total des investissements qui sont autorisés par la présente décision pour l'ensemble des catégories.

Dans le but de faciliter l'examen des prochains dossiers et d'en accélérer le processus, la Régie demande au Transporteur de joindre à ses demandes les informations consignées à l'Annexe A ci-jointe.

---

<sup>39</sup> Pièce HQT-2, document 1, page 22.



VU ce qui précède;

**CONSIDÉRANT** la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>40</sup>;

**CONSIDÉRANT** le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>41</sup>;

**La Régie de l'énergie :**

**AUTORISE** des investissements de 258,8 M\$ en 2003 pour les projets dont le coût individuel est inférieur au seuil de 25 M\$ et qui n'ont pas déjà été autorisés, selon les catégories suivantes :

- Maintien des actifs correspondant à des investissements de 161,5 M \$,
- Amélioration de la qualité correspondant à des investissements de 48,7 M \$,
- Respect des exigences correspondant à des investissements de 9,2 M \$,
- Croissance des besoins de la clientèle correspondant à des investissements de 39,4 M \$;

**PERMET** au Transporteur de réallouer, entre les différentes catégories d'investissements, jusqu'à 10 % des investissements totaux autorisés sans toutefois excéder le montant total des investissements qui sont autorisés par la présente décision pour l'ensemble des catégories.

Jean-Noël Vallière  
Régisseur

Benoît Pepin  
Régisseur

Francine Roy  
Régisseure

Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> F. Jean Morel.

---

<sup>40</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>41</sup> (2001) 133 G.O. II, 6165.

## ANNEXE A

**Annexe A (1 page)**

J.N.V. \_\_\_\_\_  
B.P. \_\_\_\_\_  
F.R. \_\_\_\_\_

## ANNEXE A

### Liste des éléments à inclure aux prochains dossiers :

- Fournir une justification des investissements pour le Maintien des actifs par un taux propre à chaque classe d'actifs, soit un taux pour le réseau, un pour les bâtiments administratifs, un pour le matériel de transport et un autre pour les autres actifs de soutien;
- Fournir, pour les projets s'échelonnant sur plusieurs années, non seulement le montant prévu pour l'année en cours, mais aussi les montants qui seront impliqués pour les années subséquentes; expliquer comment la pièce HQT-1, document 1, page 39 est élaborée (dossier R-3504-2002);
- Fournir, pour la catégorie Croissance des besoins de la clientèle, la valeur de la croissance de la demande et le détail des coûts et revenus annuels selon la nature des investissements requis en utilisant la plus récente prévision disponible;
- Fournir, pour la catégorie Amélioration de la qualité, un historique et un plan d'investissements sur plusieurs années avec les cibles anticipées et une description des moyens utilisés pour l'atteinte des cibles;
- Présenter, sur une base marginale, l'effet *pro forma* sur les tarifs des investissements pour satisfaire la croissance de la demande. Le Transporteur devra, entre autres, présenter l'effet projeté sur les tarifs sur une base annuelle et sur une base annualisée (*levelized rate impact*);
- Présenter, sur une base marginale, l'effet *pro forma* sur les tarifs des investissements pour satisfaire la croissance de la demande en fonction d'une projection des mises en exploitation;
- Fournir des explications détaillées sur les projets reliés au verglas sur la période 2003-2006 et, entre autres, des explications sur les investissements en Maintien des actifs et en Amélioration de la qualité;
- Fournir, le cas échéant, pour les investissements nécessaires au soutien de la croissance de la demande, une analyse séparée de l'impact des investissements projetés en réseau intégré et en service de point à point;
- Présenter le résultat de ses indicateurs de performance; et
- Utiliser les mêmes formats pour les tableaux et les graphiques, pour fins de présentation et d'analyse d'une année à l'autre.



QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2014-023

P-110-2479

17 février 2014

---

**PRÉSENTE :**

Lise Duquette

Régisseur

Centre universitaire de santé McGill

Demanderesse

et

Hydro-Québec

Défenderesse

*Plainte déposée en vertu de l'article 86 de la Loi sur la Régie  
de l'énergie*

**1. DEMANDE**

[1] Le 23 novembre 2012, la Régie de l'énergie (la Régie) reçoit une plainte du Centre universitaire de santé McGill (le Plaignant ou le CUSM). Par cette plainte, le Plaignant conteste la contribution aux coûts des travaux effectués par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) pour alimenter son immeuble (le Pavillon Glen).

[2] Cette plainte contient, entre autres, une demande d'ordonnance intérimaire afin d'obliger le Distributeur à effectuer la mise sous tension sans autre délai.

[3] Le même jour, la Régie accuse réception de la plainte du Plaignant et, conformément à la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>10</sup> (la Loi), elle demande au Distributeur de lui transmettre une copie du dossier d'examen interne (DEI) de cette plainte.

[4] Le 26 novembre 2012, le Distributeur accuse réception de la plainte et informe la Régie d'une proposition faite au Plaignant, préalablement au dépôt de sa plainte, quant à l'alimentation du Pavillon Glen pour le 5 décembre 2012.

[5] Le 28 novembre 2012, le Plaignant dépose une lettre à la Régie. Il y indique que les parties n'ont pu s'entendre sur des conditions permettant la mise sous tension du Pavillon Glen avant le 5 décembre 2012. Le Plaignant précise aussi qu'il maintient sa demande à ce sujet afin qu'elle soit entendue d'urgence.

[6] Le 29 novembre 2012, le Distributeur transmet à la Régie copie d'une lettre faisant état de son engagement ferme à procéder à la mise sous tension du Pavillon Glen avant le 5 décembre 2012. En conséquence, il n'y a aucune nécessité, selon le Distributeur, d'entendre la demande d'ordonnance intérimaire du CUSM. Le Distributeur précise également que cette mise sous tension ne signifie pas qu'il renonce aux montants qui lui sont dus par le Plaignant et qui lui seront facturés, avec des frais d'administration le cas échéant.

[7] Le même jour, le Plaignant prend note de l'engagement du Distributeur relatif à l'alimentation du Pavillon Glen et indique à la Régie que sa demande d'ordonnance intérimaire est maintenant sans objet.

[8] Le 10 décembre 2012, le Distributeur transmet le DEI. En raison des nombreuses annexes, le Distributeur prévoit en terminer l'assemblage en versions papier et électronique au plus tard le 12 décembre 2012. Dans sa correspondance, il maintient la position communiquée au Plaignant et informe la Régie qu'il n'est pas disposé à entreprendre une démarche de conciliation.

[9] Le 12 décembre 2012, le Distributeur transmet les annexes du DEI. Le 13 décembre 2012, la Régie en accuse réception et informe les parties que le dossier sera remis à un régisseur pour étude.

[10] Le 21 décembre 2012, le Plaignant informe la Régie que les procureurs des deux parties travaillent sur un projet d'échéancier et qu'ils aviseront la Régie au mois de janvier 2013 du résultat de leur discussion.

[11] Le 18 janvier 2013, les parties soumettent à la Régie une entente signée sur le déroulement de l'instance. Des correspondances sont échangées les semaines suivantes pour la planification de l'audience.

[12] Le 24 janvier 2013, le Plaignant amende sa plainte.

[13] Le 22 février 2013, une chronologie des faits non contestés par les parties est déposée au dossier. Le même jour, le Distributeur dépose sa contestation écrite ainsi que des pièces supplémentaires.

[14] Le 19 mars 2013, la Régie transmet aux parties une convocation pour la tenue d'une audience les 28 et 29 mai 2013.

[15] Le 16 mai 2013, la Régie transmet des demandes de renseignements aux parties.

[16] Le 24 mai 2013, le Distributeur fournit les réponses à la demande de renseignements de la Régie, son plan d'argumentation et son cahier d'autorité. Des modifications seront apportées par le Distributeur à ces réponses le 27 mai 2013.

[17] Le 27 mai 2013, le Plaignant répond à la demande de renseignements de la Régie et complète son dossier en déposant divers documents.

[18] L'audience se tient, comme prévu, les 28 et 29 mai 2013. À la fin de l'audience, la Régie entame son délibéré.

## 2. QUESTIONS EN LITIGE

[19] Les parties formulent différemment les questions en litige que la Régie doit trancher. Peu importe leur formulation, la teneur de ces questions a pour but de déterminer si le CUSM doit verser une contribution au Distributeur pour les travaux liés à l'alimentation du Pavillon Glen, et si oui, laquelle.

[20] Dans le cadre du présent dossier la Régie formule les questions en litige comme suit :

- i. L'article 2.2 des *Conditions de service d'électricité*[2] (les Conditions de service) a-t-il été correctement appliqué par le Distributeur?
- ii. L'article 10.6 des *Tarifs et conditions du Distributeur*[3] (les Tarifs) a-t-il été correctement appliqué par le Distributeur?
- iii. Est-ce que le CUSM pourrait être soustrait du paiement d'une contribution pour le seul motif qu'aucune entente écrite n'a été conclue?
- iv. Si aucune entente n'a été conclue, quelles mesures doivent être déterminées par la Régie pour remédier au défaut constaté?

### 3. FAITS PERTINENTS

[21] La preuve au dossier est fort volumineuse. La Régie, ayant analysé tous les documents et entendu les parties, retient les éléments pertinents suivants à la détermination de l'issue du litige.

[22] La mésentente entre les parties porte sur le montant de la contribution aux coûts des travaux effectués par le Distributeur pour répondre à la demande d'alimentation du Plaignant. Il est à noter que la qualité des travaux effectués par le Distributeur n'est pas remise en question.

[23] L'ensemble des travaux réalisés pour répondre à la demande d'alimentation du CUSM consiste en un prolongement du réseau de distribution en souterrain qui comprend trois nouvelles lignes de distribution à 25 kV, dont deux[4] à partir du poste de transformation Atwater et une à partir du poste de transformation Hampstead, jusqu'au point de raccordement.

[24] En 2005, le Plaignant envisageait déjà la construction d'un nouveau centre hospitalier dans le sud-ouest de Montréal, soit le Pavillon Glen. Il est, à ce moment, le seul maître d'œuvre du projet. Le Plaignant savait, dès 2005, que son projet allait requérir une alimentation électrique importante, tant en énergie qu'en puissance. En raison de l'envergure de ces travaux, il communique dès lors avec le Distributeur afin de déterminer les travaux d'avant-projet du Distributeur à effectuer et les coûts qui pourraient être liés à ceux-ci.

Premier projet d'entente de contribution (mars 2007)



[25] En octobre et novembre 2005, des échanges ont lieu entre les représentants du CUSM et du Distributeur afin de discuter du projet de construction du Pavillon Glen. Ces discussions ont principalement trait aux informations techniques nécessaires afin que le Distributeur puisse confirmer l'architecture de son réseau et informer le CUSM des coûts qu'il devra prévoir pour la construction des infrastructures à mettre en place par le Distributeur.

[26] Le 16 mars 2007, le Distributeur transmet par courriel au CUSM un projet d'entente de contribution. Il est indiqué, dans la lettre qui accompagne ce projet, qu'il s'agit là d'un document préliminaire et que la somme indiquée est un montant budgétaire de plus ou moins 30 % qui peut varier considérablement. La mention suivante y apparaît également : « *Dans quelques mois, lorsque vous aurez décidé de l'endroit du "branchement" nous aurons précisé nos coûts et serons en mesure de signer l'entente* ».

[27] Selon ce projet d'entente, la puissance estimée est de 18 MW et la date prévue de mise sous tension est le 1<sup>er</sup> janvier 2010. Dans ce projet, la contribution est équivalente aux coûts des travaux sur lesquels des sommes peuvent être créditées ou allouées.

[28] Selon le projet d'entente de contribution, le coût des travaux correspondant à l'offre de référence est de 4 680 000 \$. Ce montant constitue la portion remboursable de la contribution. Le coût estimé des options est à 0 \$. Il est indiqué sur ce projet qu'un montant alloué sur la portion remboursable est établi en multipliant la somme de 325 \$[5], ou l'allocation en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2009, par le nombre moyen de kilowatts de l'appel de puissance moyen prévu annuellement pour la modification de l'installation électrique visée par l'entente, soit 18 MW. Dans la lettre de transmission, il est fait mention du fait qu'en fonction de cette allocation, le montant de la contribution (4,68 M\$) devrait être pleinement remboursé lorsque le CUSM atteindra 14,4 MW d'appel de puissance (14 400 kW x 325 \$/kW = 4 680 000 \$).

[29] Les montants non remboursables de la contribution sont composés des taxes.

[30] Le 13 juin 2007, le gouvernement du Québec adopte le Décret 423-2007[6] autorisant l'appel de qualification concernant les composantes du projet de modernisation du Centre universitaire de santé McGill qui doivent être réalisées en mode partenariat public-privé. Selon le CUSM, ce premier décret a eu pour effet d'établir notamment le coût de construction du Pavillon Glen[7]. Le budget prévu pour la construction du Pavillon Glen avec les services professionnels et autres frais est d'environ 1,6 G\$[8].

[31] Le 15 octobre 2008, le gouvernement du Québec adopte le Décret 1006-2008[9] autorisant le CUSM à lancer un appel de propositions auprès de deux consortiums qualifiés pour la réalisation des composantes du Pavillon Glen du projet de modernisation du Centre universitaire de santé McGill. Ce deuxième décret a pour effet, selon le CUSM, de « cadenciser » les paramètres budgétaires pour la réalisation du Pavillon Glen.

[32] Selon les témoignages de messieurs Major et Bouchard, pour le CUSM, la direction du CUSM a fourni les paramètres budgétaires pour la construction du centre hospitalier au gouvernement, notamment sur la base du projet d'entente de contribution de 2007. Ainsi, sur la seule foi d'un document préliminaire non signé et non entériné, elle n'a ni prévu, ni demandé, au gouvernement de crédits budgétaires pour les coûts des travaux nécessaires à l'alimentation du Pavillon Glen.

[33] Dans sa lettre du 17 octobre 2012 au Distributeur, le CUSM résume sa position ainsi :

*« À cette époque, soit au mois de mars 2007, le Centre universitaire de santé McGill avait reçu l'assurance d'Hydro-Québec que sous réserve du paiement de la TPS et de la TVQ, aucune somme ne serait payable à titre de contribution pour la modification du réseau pour le raccordement du centre hospitalier. [...] C'est donc sur cette base que le Centre universitaire de santé McGill a préparé ses budgets pour la construction de son centre hospitalier et que les enveloppes budgétaires pour le projet lui ont été allouées par le Gouvernement. Par conséquent, le CUSM ne dispose d'aucun crédit ou de marge de manœuvre dans le budget approuvé pour le projet pour rencontrer de nouvelles exigences de contribution (...) d'Hydro-Québec ».*

[34] Le CUSM a mentionné que s'il devait payer les sommes réclamées par le Distributeur, ce paiement devrait être fait à l'intérieur du budget établi par l'effet des décrets de 2007 et 2008 et donc, il devra couper des services ou équipements initialement prévus[10].

[35] Après le décret d'octobre 2008 et jusqu'à la signature, en avril 2010, d'un contrat avec un consortium privé, le Groupe immobilier santé McGill[11] (GISM), les priorités du CUSM étaient liées à son appel d'offres[12].

[36] En parallèle, de 2004 à 2008, la Régie revise les conditions de distribution liées à l'alimentation en électricité. Le 1<sup>er</sup> avril 2008, plusieurs modifications, notamment quant au prolongement et modification de ligne de distribution, entrent en vigueur.

[37] De même, à son assemblée du 27 avril 2009, la Ville de Montréal édicte le *Règlement sur les réseaux câblés*[13] qui prévoit que le prolongement d'un réseau câblé nécessaire à toute nouvelle construction doit être réalisé de façon souterraine[14]. Ce règlement édicte également que les coûts des travaux de construction des réseaux câblés souterrains sont à la charge du titulaire d'un permis de construction ou d'une approbation de la Commission des services électriques de Montréal ainsi que du bénéficiaire en fonction du bénéfice reçu[15].

Deuxième projet d'entente de contribution (août 2009)

[38] Le 29 mai 2009, le Distributeur fait parvenir au CUSM les Tarifs et les Conditions de service applicables en 2009 en lien avec les ententes de contribution et le montant prévu pour l'allocation.

[39] Une rencontre a lieu le 17 juin 2009 entre les parties. Un exemple d'entente de contribution en moyenne tension supérieure à 10,6 MW est remis par le Distributeur au CUSM. Cet exemple prend pour hypothèse un coût des travaux de 7 M\$ correspondant à l'offre de référence, sans coût d'option, et une puissance de 20 MW.

[40] Un second projet d'entente de contribution est préparé par le Distributeur en date du 27 août 2009.

[41] Sur la page frontispice de ce document, les principales caractéristiques du projet sont énumérées. Une note est écrite pour attirer l'attention sur « l'article 3 de l'entente de contribution préliminaire ». Il y est indiqué que le budget pour le coût des travaux est estimé à plus ou moins 30 %. Les coûts pour l'offre de référence sont de 3 520 000 \$, alors que ceux pour les options sont de 2 650 000 \$.

[42] Selon ce projet d'entente, la puissance estimée est de 18,5 MW et la date prévue de mise sous tension est le 1<sup>er</sup> avril 2013.

[43] Le projet d'entente de contribution précise que le coût des travaux total est estimé à 6 304 360 \$, excluant les taxes. Le coût des travaux correspondant à l'offre de référence est de 3 520 000 \$. Ce montant constitue la portion remboursable de la contribution.

[44] Suivant ce projet, l'allocation à laquelle le CUSM a droit est établie en multipliant la somme de 397 \$ (soit l'allocation en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2009) par le nombre moyen de kilowatts de l'appel de puissance moyen prévu annuellement, soit 18,5 MW. En fonction de ce calcul, le montant de 3 520 000 M\$ devrait être pleinement remboursé lorsque le CUSM utilisera la puissance comme prévu. Le montant alloué est limité à 3 520 000 \$, soit la valeur de l'offre de référence.

[45] Le coût estimé des options non remboursables est de 2 650 000 \$. Cette somme est composée d'un montant de 810 000 \$ ayant trait à un troisième câble pour la ligne de relève et d'un montant de 1 840 000 \$ pour l'alimentation à partir d'un deuxième poste d'Hydro-Québec, soit celui d'Hampstead.

[46] Le coût pour la partie du branchement qui excède 30 mètres et qui est non remboursable est de 134 360 \$.

[47] En vertu de ce projet d'entente, le CUSM doit s'engager à payer, lors de la signature, la somme de 3 142 846,35 \$, ce qui représente les coûts des options, du branchement et des taxes applicables. Cette somme n'est pas remboursable.

[48] Selon monsieur Antonin Bouchard, qui était mandaté par le CUSM pour voir à l'avancement des travaux techniques pour l'alimentation électrique et aux coûts en découlant, ce projet d'entente de contribution n'a pas suscité d'inquiétudes sérieuses pour le Plaignant. Malgré les documents précités à l'effet contraire, le CUSM avait l'impression que le principe du coût zéro mentionné dans le projet d'entente de contribution de 2007 prévalait.

[49] La Régie retient des témoignages des représentants du CUSM que le fait de parvenir à une entente avec le Distributeur n'était pas une priorité et c'est pourquoi le projet d'entente de 2009 est « tombé entre deux chaises »[16]. Comme les témoins du CUSM le soulignent, pour la période entre l'émission du Décret 1006-2008[17] en 2008 et la signature d'un partenariat en avril 2010, l'ensemble de leurs efforts était consacré à l'évaluation de deux consortiums dans le cadre de l'appel d'offres pour la réalisation du Pavillon Glen d'une valeur estimée à 1,6 G\$. La priorité du CUSM était de signer le contrat avec un partenaire privé, ce qui s'est réalisé en avril 2010[18]. Par ailleurs, cette entente avec un partenaire était essentielle pour déterminer exactement la puissance nécessaire au projet ainsi que pour connaître la date de mise en service du Pavillon Glen, éléments sans lesquels il ne pouvait y avoir d'entente avec le Distributeur.

[50] Pour la période comprise entre le mois d'avril 2010 et le projet d'entente de 2011, les témoins du CUSM ne voyaient pas l'urgence de convenir d'une entente avec le Distributeur puisque les travaux se déroulaient selon les plans. Les témoins mentionnent également que leur incompréhension des modifications apportées aux projets d'ententes est un élément qui a contribué à retarder la conclusion d'une entente. Ils admettent cependant qu'ils n'ont pas fait d'effort particulier pour trouver les réponses à leurs questions avant la réception du troisième projet d'entente[19].

[51] Le 11 mai 2010, une réunion technique a lieu entre le GISM, le CUSM et le Distributeur afin de discuter de l'alimentation électrique requise pour les installations de chantier du projet du CUSM. Lors de cette rencontre, il est mentionné que les charges permanentes prévues au projet doivent être confirmées au Distributeur et que l'échéancier de construction prévoit que l'alimentation électrique permanente sera requise environ 24 mois après le démarrage du chantier. En attendant, une demande officielle d'alimentation électrique temporaire doit être faite au Distributeur par le CUSM.

[52] Le 3 juin 2010, le CUSM transmet ses prévisions en ce qui a trait à l'appel de puissance maximal prévu dans 50 mois. Suivant cette prévision, l'appel de puissance maximal est de 19,2 MW « en demande finale ».

[53] Le 21 octobre 2010, une première rencontre a lieu entre le GISM, le CUSM et le Distributeur afin de discuter de l'alimentation électrique permanente du Pavillon Glen. Lors de cette rencontre, le Distributeur indique que certains travaux d'infrastructure sont déjà effectués. Le compte-rendu de la réunion mentionne qu'il a été convenu que deux lignes de 11,2 MW, dont une de relève provenant du poste Atwater et une ligne de 11,2 MW provenant du poste de Hampstead, serviront à l'alimentation du Pavillon Glen[20].

[54] L'alimentation temporaire a débuté vers le mois de novembre 2010 pour la ligne Maisonneuve 132[21].

[55] Le 24 janvier 2011, le CUSM fait une demande d'alimentation pour une alimentation (permanente) souterraine par trois lignes et pour une charge de 20 489 kW.

Troisième projet d'entente de contribution (octobre 2011)

[56] Le Distributeur prépare un troisième projet d'entente de contribution en date du 24 octobre 2011 à la suite de la réception de la demande d'alimentation du Plaignant le 24 janvier 2011.

[57] Le projet d'entente stipule que la puissance disponible prévue est de 23 600 kVA[22]. La date pour la mise sous tension prévue est inconnue, ou, à tout le moins, n'est pas indiquée au document.

[58] Le projet d'entente de contribution précise que le coût des travaux total est estimé à 3 612 706,56 \$, excluant les taxes. Le coût des travaux correspondant à l'offre de référence est de 1 016 370,29 \$. Ce montant constitue la portion remboursable de la contribution.

[59] L'entente prévoit que le Plaignant est exempté de contribution à hauteur du montant alloué de 1 016 370,29 \$. Ce dernier est égal au produit de l'allocation de 405 \$ par le nombre moyen de kilowatts de l'appel de puissance moyen prévu de 20 489 kW, sans excéder le coût de l'offre de référence.

[60] Le coût estimé des options non remboursables est 2 596 336 \$. Cette somme est composée de la différence entre le coût des travaux en souterrain et celui de l'offre de référence et de la ligne de relève. Des sommes supplémentaires pourraient être ajoutées à l'entente pour les travaux jusqu'au point de raccordement.

[61] Le coût pour la partie du branchement qui excède 30 mètres et qui est non remboursable est pour l'instant inconnu ou, à tout le moins, n'est pas indiqué au document.

[62] En vertu de ce projet d'entente, le CUSM doit s'engager à payer la somme de 2 596 336,27 \$, ce à quoi s'ajouteront des sommes supplémentaires pour d'autres travaux à venir (s'il y a lieu) et les taxes. Ce montant sera payable à la date d'échéance de la facture correspondante. Cette somme est non remboursable.

[63] Une lettre de crédit valide d'un montant de 1 016 370,29 \$ devra être fournie au Distributeur à la date de signature de l'entente de contribution. Enfin, il est mentionné que le paiement de la créance par le CUSM et son encaissement par le Distributeur sont des conditions préalables au début des travaux.

[64] Monsieur Bouchard dira de ce projet d'entente de contribution :

*« Le 24 octobre 2011, c'est peut-être le projet d'entente qui tenait le plus la route là, qui a été présenté, qui a été un peu mieux ficelé, qui avait eu des discussions avec monsieur Bertomeu[23], tout ça. On commençait à s'aligner vers quelque chose donc qui était un peu plus une entente qui était plus claire, mettons, de ce qui était proposé par Hydro-Québec »[24].*

[nous soulignons]

Quatrième projet d'entente de contribution (avril 2012)

[65] Des discussions et des échanges débutent alors en décembre 2011 entre les parties afin de comprendre les propositions qui sont contenues dans le projet d'entente de contribution d'octobre 2011, notamment celles portant sur la réglementation municipale, les zones de références en aérien, les Conditions de service et la description des travaux et des coûts encourus. Ces échanges se poursuivront jusqu'au 13 avril 2012.

[66] À cette dernière date, un quatrième projet d'entente de contribution sera transmis par le Distributeur au CUSM.

[67] La date pour la mise sous tension prévue n'est pas indiquée sur ce projet d'entente.

[68] Ce projet précise que le coût des travaux total est estimé à 3 612 706,56 \$, plus les travaux jusqu'au point de raccordement à venir et excluant les taxes. Le coût des travaux correspondant à l'offre de référence est de 1 016 370,29 \$[25]. Ce montant est remboursable.

[69] L'entente prévoit que le Plaignant est exempté de contribution à hauteur du montant alloué de 1 016 370,29 \$. Ce dernier est égal au produit de l'allocation de 344 \$ par le nombre moyen de kilowatts de l'appel de puissance moyen prévu de 20 489 kW, sans excéder le coût de l'offre de référence.

[70] Le coût estimé des options non remboursables est de 2 596 336,27 \$. Cette somme est composée du montant correspondant à la différence entre le coût des travaux en souterrain et celui de l'offre de référence et du coût pour la ligne de relève. Ce coût estimé doit être révisé en fonction du coût réel des travaux. Une somme, non indiquée au projet d'entente, pourrait être requise pour la partie du branchement qui excède 30 mètres.

[71] En vertu de ce projet d'entente, le CUSM doit s'engager à payer la somme de 2 596 336,27 \$, ce à quoi s'ajouteront les taxes. La contribution sera révisée de façon à refléter le coût réel. Ce montant sera payable dans les 30 jours suivant la date de sa facturation. Cette somme est non remboursable.

[72] Une lettre de crédit d'un montant de 1 016 370, 29 \$ devra être fournie au Distributeur à la date de la signature de l'entente de contribution. Enfin, il est mentionné que le paiement de la créance par le CUSM et son encaissement par le Distributeur sont des conditions préalables au début des travaux.

Cinquième projet d'entente de contribution (juillet 2012)

[73] Le 9 juillet 2012, le Distributeur présente par écrit au CUSM le détail des coûts des travaux pour alimenter le Pavillon Glen. Après une rencontre entre les parties le 13 juillet 2012, le Distributeur transmet au CUSM un cinquième projet d'entente de contribution le 19 juillet 2012.

[74] La date prévue pour la mise sous tension n'est pas indiquée sur ce projet d'entente.

[75] Ce projet précise que le coût total des travaux est estimé à 4 361 688,39 \$, excluant les taxes. Le coût des travaux correspondant à l'offre de référence est de 731 814 \$.

[76] L'entente prévoit que le Plaignant est exempté de contribution à hauteur du montant alloué de 731 814 \$. Ce montant alloué est égal au produit de l'allocation de 344 \$ par le nombre moyen de kilowatts de l'appel de puissance moyen prévu annuellement, sans excéder le coût de l'offre de référence.

[77] Le coût estimé des options non remboursables est de 3 629 874,39 \$. Cette somme est composée du montant correspondant à la différence entre le coût des travaux en souterrain et celui de l'offre de référence ainsi que du coût de la ligne de relève. Ce coût estimé doit être révisé en fonction du coût réel des travaux. Aucun coût n'est indiqué pour la partie du branchement qui excède 30 mètres.

[78] En vertu de ce projet d'entente, le CUSM doit s'engager à payer la somme de 3 629 874,39 \$, ce à quoi s'ajouteront les taxes. Ce montant sera payable à la date d'échéance de la facture.

[79] Une lettre de crédit d'un montant de 731 814 \$ devra être fournie au Distributeur à la date de signature de l'entente de contribution. Enfin, il est mentionné que le paiement de la créance par le CUSM et son encaissement par le Distributeur sont des conditions préalables au début des travaux.

[80] Le 17 août 2012, le Plaignant transmet une lettre au Distributeur exposant sa compréhension des paramètres de négociations. Il affirme notamment qu'il ne demande pas d'être alimenté en souterrain, que l'enfouissement du réseau est une exigence municipale que le Distributeur a choisi de respecter alors qu'il n'y était pas tenu[26]. Le CUSM en conclut que le Distributeur doit assumer ce choix ou, à tout le moins, inclure les coûts liés à l'enfouissement du réseau dans son offre de référence et le montant de l'allocation devrait pouvoir s'y appliquer.

[81] Le Plaignant indique également que la ligne de relève est une nécessité pour un centre hospitalier et devrait, en conséquence, faire partie de l'offre de référence et ne pas être considérée comme une option.

[82] Enfin, le CUSM explique dans sa lettre sa compréhension de l'allocation maximale. Ainsi, selon lui, l'allocation devrait s'appliquer à l'ensemble des travaux effectués sans le plafonnement injustifié limité aux travaux en aérien. Si l'allocation était appliquée sur l'ensemble des travaux, le CUSM n'aurait aucune contribution à payer, comme il était prévu en 2007.

[83] Monsieur Lassonde, délégué commercial, groupe clientèle de grandes entreprises chez le Distributeur, a témoigné avoir été surpris du ton « légaliste » de la lettre du 17 août 2012. Il a mentionné que c'est à ce moment-là qu'il a pris conscience qu'il y avait peut-être une volonté de la part du CUSM de ne pas payer la contribution.

[84] À la suite de cette lettre, monsieur Lassonde rencontre la journée même monsieur Bouchard. Il retient de cette rencontre que le CUSM n'avait pas les sommes nécessaires dans ses budgets pour payer la contribution exigée du Distributeur et qu'une demande pour des budgets supplémentaires devrait être faite au gouvernement. Monsieur Lassonde offre alors à monsieur Bouchard de l'aider à bâtir un argumentaire et à rencontrer les personnes en autorité afin d'obtenir les sommes suffisantes pour payer la contribution au Distributeur.

[85] Il s'ensuivra un échange de correspondances entre les deux parties jusqu'en octobre 2012. Le CUSM questionne la validité de la contribution demandée par le Distributeur, alors que celui-ci réitère que cette contribution est essentielle et qu'elle devra être versée par le CUSM afin que la mise sous tension du Pavillon Glen puisse être effectuée.

[86] À la lecture de ces lettres, il est constaté que ces échanges, au lieu de rapprocher les parties, ont pour effet de les camper sur leur position.

#### Sixième projet d'entente de contribution (octobre 2012)

[87] Dans un courriel daté du 15 octobre 2012, le Distributeur écrit au Plaignant pour lui signaler qu'il a reçu, de la Commission des services électriques de Montréal, l'information nécessaire afin de finaliser l'évaluation du coût des travaux pour le raccordement électrique du Pavillon Glen. Il lui fait donc parvenir un nouveau projet d'entente de contribution datée du 19 octobre 2012.

[88] La date de la mise sous tension prévue dans ce projet est le 1<sup>er</sup> novembre 2012.

[89] Ce projet précise que le coût total des travaux est estimé à 4 326 248,86 \$, excluant les taxes. Le coût des travaux correspondant à l'offre de référence est de 763 209 \$.



[90] L'entente prévoit que le Plaignant est exempté d'une contribution à hauteur de 763 209 \$. Ce montant alloué est égal au produit de l'allocation de 344 \$ par le nombre moyen de kilowatts de l'appel de puissance moyen prévu annuellement, sans excéder le coût de l'offre de référence.

[91] Le coût estimé des options non remboursables est de 3 563 039,86 \$. Cette somme est composée de la différence entre le coût des travaux en souterrain et celui de l'offre de référence ainsi que de la ligne de relève. Ce coût estimé doit être révisé en fonction du coût réel des travaux. La somme de 0 \$ est indiquée pour la partie du branchement distributeur qui excède 30 mètres.

[92] En vertu de ce projet d'entente, le CUSM doit s'engager à payer la somme de 3 563 039,86 \$, ce à quoi s'ajouteront les taxes. Ce montant sera payable à la date de l'échéance de la facture. Cette somme est non remboursable.

[93] Une lettre de crédit d'un montant de 763 209 \$ devra être fournie au Distributeur à la date de signature de l'entente de contribution. Enfin, il est mentionné que le paiement de la créance par le CUSM et son encaissement par le Distributeur sont des conditions préalables au début des travaux.

[94] Le CUSM transmet une lettre au Distributeur le 17 octobre 2012. Il prend bonne note de la lettre du 10 octobre 2012 dans laquelle le Distributeur indique que les chapitres 14 à 17 des Conditions de service ne s'appliquent pas. Le CUSM allègue alors que rien n'oblige le Distributeur à en suivre les paramètres aux fins de négocier de gré à gré une entente de contribution concernant le Pavillon Glen. Le Plaignant réitère qu'il ne dispose d'aucun crédit ou marge de manœuvre pour payer une contribution basée sur les récentes pratiques commerciales du Distributeur. C'est pourquoi il lui demande à nouveau de négocier de gré à gré une entente de contribution selon les paramètres de 2007. À la suite de cette lettre, les parties se rencontrent lors d'un dîner pour discuter de la situation et conviennent que les travaux doivent se poursuivre pendant les discussions sur le montant de la contribution[27].

[95] Le 19 octobre 2012, le Distributeur répond au CUSM que le projet d'entente de contribution de 2007 était préliminaire. Ce projet était sujet à une analyse plus complète, laquelle a permis d'établir qu'une contribution devait être exigée pour l'alimentation du CUSM. En ce qui a trait à la demande de négociation de gré à gré du CUSM, le Distributeur mentionne notamment qu'il ne peut y donner suite, par souci d'équité, car cette demande aurait pour conséquence de transférer à l'ensemble de sa clientèle des coûts nécessaires au raccordement du CUSM. Enfin, il rappelle que, bien que les travaux se poursuivent, le paiement devra être fait avant qu'il procède à la mise sous tension.

[96] À ce stade, il y a une impasse entre les parties. Dans l'espoir d'y mettre fin, les cadres supérieurs interviennent dans les discussions. Une lettre du Directeur général et Chef de la direction du CUSM est alors transmise au Président-directeur général d'Hydro-Québec. Elle mentionne que le CUSM est particulièrement préoccupé par les pénalités substantielles qu'il pourrait encourir avec son partenaire privé si le Distributeur refuse la mise sous tension en cas de défaut de paiement. Un projet de plainte à la Régie accompagne également cette lettre.

#### Septième projet d'entente de contribution (novembre 2012)

[97] Le 23 novembre 2012, à la suite de discussions entre les deux parties, le Distributeur transmet un septième projet d'entente de contribution. Celui-ci reprend à toutes fins pratiques le sixième projet d'entente auquel le Distributeur ajoute une section précisant qu'il y aura mise sous tension[28] après le dépôt d'une plainte à la Régie[29]. Cette section prévoit que l'entente demeure en vigueur jusqu'à ce qu'une décision finale passée en force de chose jugée soit rendue par la Régie sur cette plainte[30]. Si la Régie détermine qu'une contribution doit être payée, le CUSM devra la payer dans les 30 jours d'un avis du Distributeur à cet effet.

[98] Le même jour, le CUSM dépose sa plainte à la Régie sur le montant de la contribution et requiert une ordonnance urgente pour la mise sous tension du Pavillon Glen. Le projet d'entente du 23 novembre 2012 restera lettre morte car l'interprétation qu'en faisait le CUSM était qu'il ne pouvait signer cette entente sans renoncer à tous ses droits de contester la réclamation du Distributeur[31].

[99] Finalement, les deux lignes du poste Atwater seront mises sous tension le 30 novembre 2012. Cette même journée, le Distributeur fera parvenir une facture de 4 096 605,07 \$[32] au CUSM avec une échéance de paiement au 30 décembre 2012.

[100] Lors de l'audience, le Distributeur soumet un nouveau sommaire des coûts de l'offre de référence en aérien selon lequel le coût des travaux correspondant à l'offre de référence est de 1 103 071,41 \$ avant taxes[33].

[101] Le témoin du Distributeur explique que le sommaire des coûts de l'offre de référence qui avait initialement fait l'objet du calcul de la contribution soumis au CUSM était basé sur des taux unitaires linéaires figurant dans les Tarifs. Étant donné l'ampleur du projet et l'urgence de la situation, le Distributeur n'avait pas établi un réseau de référence détaillé pour déterminer le montant de l'offre de référence. Le nouveau sommaire déposé à l'audience fait suite à un engagement du Distributeur auprès du Plaignant de lui fournir la valeur du réseau de référence détaillé. Ainsi, pour le même parcours, le coût de l'offre de référence a été établi à partir de coûts estimés[34] plutôt que de coûts unitaires[35].

## 4. position des parties

## 4.1 POSITION du Plaignant

### 4.1.1 La compétence de la Régie

[102] Le Plaignant est d'avis que la Régie est valablement saisie de sa plainte en vertu de l'article 31 (4°) de la Loi. Il allègue, à cet égard, que la compétence de la Régie ne dépend pas de l'existence d'une entente. Ce serait ajouter au texte de loi que d'y voir une telle condition.

[103] Selon lui, si la Régie n'était pas compétente à l'égard de la présente plainte, il faudrait alors se tourner vers la Cour supérieure. Or, un tel résultat va à l'encontre de la Loi pour le motif notamment que la Cour n'aurait pas le pouvoir prévu à l'article 31 (4°) de la Loi de « voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujéti aux conditions qui lui sont applicables », laquelle compétence n'est conférée qu'à la Régie. Il indique de plus que de manière générale, la jurisprudence reconnaît à la Régie une vaste compétence<sup>99</sup>.

[104] Quant à l'article 10.6 des Tarifs, le CUSM allègue qu'il ne s'agit pas là d'une disposition qui touche à la compétence de la Régie comme l'a prétendu initialement le Distributeur. En entérinant les Tarifs, la Régie ne pouvait modifier la compétence qui lui était confiée par le législateur en matière de plaintes. Ainsi, il n'est pas possible, selon le CUSM, de donner une portée à l'article 10.6 qui aurait une influence sur l'interprétation de l'article 31 (4°) de la Loi. Ce serait méconnaître, à son avis, la hiérarchie des normes juridiques.

[105] Le Plaignant est d'avis, par ailleurs, que ce n'est pas parce que les chapitres 14 à 17 des Conditions de service ne s'appliquent pas que le dossier se retrouve dans un vide juridique. Plusieurs dispositions des Tarifs et des Conditions de service trouvent application en l'espèce, notamment les dispositions prévues au chapitre 12 des Tarifs.

[106] Le CUSM est d'avis que la Régie a compétence pour rendre l'ensemble des ordonnances qu'il demande.

### 4.1.2 La facture n'a pas été valablement émise

[107] Selon le CUSM, la facture du 30 novembre 2012 n'a pas été valablement émise pour les motifs suivants :

- aucune entente de contribution n'a été signée;

- le CUSM allègue que les projets d'entente de contribution communiqués entre le 16 mars 2007 et le 23 novembre 2012[37] témoignent d'une grande incohérence dans la définition de l'offre de référence. À cet égard, le CUSM indique que, selon l'article 2.2 des Conditions de service, le Distributeur doit faire en sorte que le client sache d'avance le coût des travaux;
- le Distributeur, en plus de la grande incohérence qu'il a manifestée, a fait preuve d'intransigeance en indiquant que toutes les sections de son projet d'entente du 24 octobre 2011 sont imposées. À cet égard, le CUSM souligne que le Distributeur a l'obligation de négocier de bonne foi et de manière cohérente. Cette obligation découle des articles 6, 7 et 1375 du *Code civil du Québec*[38] (C.c.Q.);
- selon la définition de l'expression « *entente de contribution* » à l'article 3.1 des Conditions de service, il s'agit d'une entente qui est censée être signée préalablement à la réalisation des travaux;
- le CUSM est d'avis que l'obligation d'obtenir une entente incombe au Distributeur. N'ayant pas fait signer une entente de contribution avant d'aller de l'avant avec les travaux, le Distributeur n'a aucune base juridique sur laquelle émettre une facture, sinon une facture qui reflète l'application des articles 12.5 et 12.6 des Tarifs, lesquels entraînent un montant net dû de 0 \$;
- de plus, le Plaignant soutient que, comme il est un organisme public, toute tentative de lui imposer un paiement, en l'absence d'une entente signée et appuyée par les crédits budgétaires requis, est invalide. Il réfère à cet égard à certains textes de doctrine[39].

### 4.1.3 Le droit à l'allocation

#### La tentative tardive de limiter l'application de l'allocation

[108] Le CUSM indique que ce n'est qu'à partir du 24 octobre 2011, soit près de six ans après sa demande initiale en vue de connaître les coûts d'un prolongement et après avoir conçu le réseau et débuté les travaux et alors que les budgets étaient cadencés, que le Distributeur a introduit la notion d'une offre de référence en aérien<sup>(9)</sup>. Jamais le Distributeur ne lui avait offert de faire le prolongement en aérien<sup>(9)</sup> et jamais, entre 2005 et fin 2011, ce type de prolongement n'avait été discuté comme un enjeu entre les parties. Le Distributeur ne peut imposer cette exigence à un tel stade.

[109] Le Plaignant soutient également n'avoir jamais demandé un prolongement en souterrain. La demande d'alimentation du 24 janvier 2011<sup>(9)</sup> ne constitue pas une demande de prolongement en souterrain pour la raison, notamment, que le Distributeur avait déjà décidé de son propre chef, au plus tard en mars 2007, de prolonger son réseau en souterrain, ce qui constitue le contexte de la demande d'alimentation.

Ce qui est invoqué n'est pas une offre de référence

[110] Le Plaignant indique qu'une offre de référence est, selon la définition des Conditions de service, une « proposition faite au requérant pour alimenter une installation électrique, dont le contenu est déterminé par Hydro-Québec ».

[111] Aux termes de cette définition, il doit s'agir, selon le CUSM, d'une proposition qui ait réellement été faite, ce qui n'est pas le cas du prolongement en aérien invoqué par le Distributeur. Le CUSM soutient que la seule chose au dossier qui correspond à cette définition est la proposition du 16 mars 2007, dont le contenu a été déterminé par le Distributeur.

[112] De plus, le CUSM souligne que, même alors que la réglementation municipale était en vigueur en 2009, le Distributeur n'a jamais soulevé la question d'un réseau de référence aérien<sup>143</sup>. Selon lui, la seule offre de référence avait donc été faite en 2007.

[113] De plus, le Distributeur ne peut formuler une offre de référence sur la base d'une proposition techniquement ou légalement irréalisable ou incomplète afin d'alimenter une installation électrique. Le Distributeur doit tenir compte de la réalité.

[114] Le Distributeur doit établir son offre de référence sur la base du coût des travaux nécessaires pour alimenter l'installation qui fait l'objet d'une demande d'alimentation. S'il est nécessaire, pour répondre à une demande d'alimentation, d'effectuer des travaux en souterrain, les coûts de ces travaux en souterrain doivent être contenus dans l'offre de référence.

[115] Le Distributeur, qui a une discrétion dans l'établissement d'une offre de référence, n'a pas le pouvoir de se fonder sur une offre de référence complètement fictive.

[116] Par ailleurs, pour qu'un élément puisse être qualifié d'« option », il faut que le requérant l'ait demandé comme un ajout aux coûts nécessaires pour installer la prolongation afin de l'alimenter, ce qui n'est pas le cas en l'espèce.

[117] Enfin, le CUSM soutient que là où une offre de référence en aérien est faite valablement, elle doit s'appuyer sur les études en ingénierie nécessaires, avec le calcul du coût de l'ensemble des éléments, y compris les servitudes, surtout en milieu hautement urbanisé.

La pratique commerciale du Distributeur ne peut changer les règles

[118] Le CUSM note que le Distributeur se fonde sur une « pratique commerciale »<sup>144</sup> pour lui imposer essentiellement les mêmes principes que ceux prévus au chapitre 16 des Conditions de service. À ce sujet, le Plaignant indique que le Distributeur ne peut contourner l'article 1.1 des Conditions de service et assujettir le CUSM aux principes prévus au chapitre 16, alors que ces principes ne s'appliquent pas. Il soutient que la pratique « commerciale » du Distributeur ne lui est aucunement opposable.

## Conclusions

[119] Le CUSM réfère a un extrait de la décision D-2006-116 dans lequel, la Régie mentionne ce qui suit :

« L'allocation versée au requérant [d'un prolongement du réseau de distribution] est basée sur le revenu requis du Distributeur pour le réseau moyenne tension et sur la pointe non coïncidente de ce réseau. L'exercice vise à déterminer une allocation neutre du point de vue tarifaire. La valeur obtenue, une annuité de 34,61 \$/kW, correspond à l'investissement maximum, incluant l'exploitation et l'entretien, pouvant être consenti sans exercer de pression à la hausse sur les tarifs d'électricité. La valeur actualisée de cette annuité sur 30 ans, au taux permis par la Régie, constitue la valeur de l'allocation par kW [de puissance] pour chaque nouvel abonnement, soit 351 \$/kW »[45].

[120] Le CUSM mentionne que le caractère particulier de l'alimentation en moyenne tension (en l'espèce 25 kV) pour un courant triphasé supérieur à 260 A est un type de fourniture que la Régie a expressément soustrait aux Conditions de service en ce qui a trait aux prolongements. Il s'agit d'un type d'alimentation qui n'est pas assimilable à un simple prolongement de ligne à la demande d'un nouvel abonné.

[121] Selon le CUSM, en l'absence d'entente, seuls les articles 12.5 et 12.6 des Tarifs trouvent application en l'espèce aux fins de déterminer le montant de sa contribution aux coûts des travaux.

[122] Selon ces articles, les frais liés à l'alimentation électrique comportent, dans le cas du CUSM, des frais de mise sous tension d'un montant correspondant au coût des travaux, d'une part, et une allocation monétaire de 344 \$/kW, d'autre part, pour usage non domestique. Le CUSM est d'avis que ce principe s'applique à sa demande, sans être modulé par la notion d'offre de référence, laquelle relève du chapitre 16 des Conditions de service.

[123] L'application du montant alloué aux travaux effectués par le Distributeur respecte la neutralité tarifaire<sup>(46)</sup>.

[124] En conclusion, le CUSM est d'avis que l'allocation de plus de 7 000 000 \$ à laquelle il a droit ne peut être réduite au moyen de la prétendue offre de référence présentée à l'automne de l'année 2012 par le Distributeur. Le Plaignant prétend avoir droit à ce que l'allocation soit imputée intégralement au coût des travaux.

## 4.1.4 Réponses à certains arguments du

## Distributeur

[125] Lors de sa plaidoirie, le CUSM résume ainsi la thèse du Distributeur : si le requérant demande un prolongement en souterrain alors qu'on lui a offert un prolongement en aérien, il lui appartient d'assumer la différence entre le coût en souterrain et celui en aérien. Si le prolongement en souterrain résulte non pas d'une demande du requérant, mais d'un choix du Distributeur qui découle de la réglementation municipale, là aussi c'est au requérant d'assumer la différence entre le coût en souterrain et celui en aérien.

[126] À cet égard, le CUSM soumet, d'une part, qu'il n'a jamais demandé un prolongement en souterrain et, d'autre part, que le Distributeur a décidé, lui-même, de faire un prolongement en souterrain alors que la réglementation municipale n'était pas entrée en vigueur et qu'aucune règle juridique ne l'obligeait à effectuer un prolongement en aérien.

[127] Ainsi, selon le CUSM, il n'y a, en l'espèce, aucun lien de cause à effet entre la réglementation municipale et la décision du Distributeur de faire le réseau en souterrain. Donc, même si l'on retient la thèse du Distributeur, rien ne permet d'imposer au CUSM l'écart entre le coût du souterrain et celui de l'aérien.

[128] Pour l'ensemble de ces motifs, le CUSM demande à la Régie de déclarer que la facture du 30 novembre 2012 n'a pas été valablement émise, qu'elle est nulle et non avenue et que le montant alloué est applicable à l'intégralité des coûts des travaux. Il demande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'élaborer une convention de contribution en conséquence.

## 4.2 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[129] La position du Distributeur a évolué en cours de dossier, particulièrement en ce qui concerne la compétence de la Régie à l'égard de la présente plainte. La Régie retient principalement la position du Distributeur tel qu'exprimé lors de la plaidoirie.

[130] Selon le Distributeur, il est clair, à la lumière de la preuve, qu'il n'y a aucune entente entre les parties, ni signée, ni conclue. Le Distributeur soumet qu'on a considérablement discuté, lors de l'audience, des échanges entre les parties de 2007 à 2012 (dernière année de négociation), mais au fond, sur le plan juridique, un fait est indéniable : aucune entente n'a été signée par les parties et celles-ci ne prétendent pas qu'une entente est valide et devrait s'appliquer.

[131] Dans un tel cas, le Distributeur est d'avis que la Régie peut appliquer son cadre décisionnel, tel que plus amplement expliqué dans la section suivante.

## 4.2.1 La compétence de la Régie

[132] Le Distributeur allègue que les articles 98 et 101 de la Loi prévoient que le processus de plainte vise à s'assurer de l'application des Tarifs et des Conditions de service à un consommateur. La compétence de la Régie, dans le cadre d'un recours entrepris en vertu de l'article 31 (4°), est d'ordonner des mesures concernant l'application des Tarifs et des Conditions de service et non d'en prescrire de nouvelles ni de modifier les dispositions existantes.

[133] Dans le présent dossier, les chapitres 14 à 17 des Conditions de service ne s'appliquent pas à la demande d'alimentation du CUSM et l'article 10.6 ne prévoit aucunement quel doit être le contenu de l'entente. De façon plus précise, cette disposition n'énonce pas les règles applicables au calcul de la contribution aux coûts des travaux.

[134] Le Distributeur soutient que la Régie peut, en l'espèce, appliquer le cadre décisionnel qu'elle a mis en place à l'égard des prolongements de réseau et de réseau de référence aérien et souterrain. Ce cadre décisionnel énonce certains principes fondamentaux à cet égard et les Conditions de service découlent de ces principes.

[135] L'application de ce cadre décisionnel aux situations visées à l'article 10.6 des Tarifs est cohérente avec le cadre réglementaire prévu à la Loi, aux Conditions de service et aux Tarifs. Cependant, la création de nouveaux principes ou de nouveaux critères, comme demandé par le CUSM, en remplacement du cadre décisionnel de la Régie, modifierait de façon importante le cadre réglementaire.

[136] Selon le Distributeur, la détermination de tels principes ne peut être faite que dans le cadre d'un dossier tarifaire, en audience publique, en application des articles 25 et 31 al. 1 (1°) de la Loi.

[137] Le Distributeur est d'avis que l'entente à laquelle l'article 10.6 fait référence n'est pas une entente de gré à gré. Cette entente doit respecter les principes réglementaires applicables reconnus par la Régie qui sous-tendent l'environnement réglementaire.

[138] Le Distributeur est d'avis que la Régie peut ordonner, dans le présent dossier, les mesures qu'elle détermine pour assurer le respect des principes applicables.

[139] Le Distributeur avance que sa proposition d'entente du 19 octobre 2012 est juste et respecte les principes réglementaires applicables. La facture, quant à elle, a été établie en conformité avec cette proposition.



## 4.2.2 Les principes applicables à l'entente

[140] Le Distributeur est d'avis que l'entente doit respecter les principes suivants :

- le demandeur-payeur;
- la neutralité tarifaire;
- l'offre de référence et le réseau souterrain.

[141] En ce qui a trait au principe du demandeur-payeur, le Distributeur mentionne que la Régie reconnaît comme premier principe applicable, en matière de prolongement de réseau pour alimenter une nouvelle charge, que le requérant doit payer le coût des travaux nécessaires à cette alimentation. Il réfère à ce sujet à un extrait de la décision D-2006-116<sup>m</sup>.

[142] En ce qui a trait à la neutralité tarifaire, le Distributeur réfère à plusieurs décisions rendues par la Régie à cet égard.

[143] Il allègue notamment que sa contribution au coût des travaux nécessaires à l'alimentation d'une nouvelle charge n'excède jamais le moindre des deux éléments suivants, de façon à ne pas exercer de pression à la hausse sur les tarifs :

- (1) le montant alloué, c'est-à-dire le produit de l'allocation de 344 \$/KW et du nombre de kW de charge à alimenter, ou
- (2) le coût de l'offre de référence, c'est-à-dire la solution de moindre coût.

[144] Le Distributeur cite également un extrait de la décision D-2006-137, dans lequel la Régie indique :

« Les règles relatives aux prolongements de réseau ont toujours été élaborées en tenant compte d'un autre principe, soit celui de la neutralité tarifaire, de manière à ce que l'investissement du Distributeur n'exerce pas de pression à la hausse sur les tarifs d'électricité. Cette neutralité tarifaire tient compte du réseau de référence selon les normes d'Hydro-Québec pour l'alimentation en électricité, soit le réseau aérien à Longueuil comme en général partout ailleurs »[48].

[145] En ce qui a trait au réseau de référence souterrain, le Distributeur allègue que la définition d'« offre de référence » des Conditions de service, qui prévoit que le contenu de cette dernière est déterminé par Hydro-Québec, doit trouver application même dans les situations où les chapitres 14 à 17 ne s'appliquent pas.

[146] Quant à la prétention du CUSM, selon laquelle l'offre de référence devrait être en souterrain et le montant de l'allocation devrait s'appliquer à la totalité du coût des travaux, le Distributeur répond ce qui suit :

- il aurait été faisable et largement moins coûteux d'alimenter le nouveau pavillon du CUSM en aérien plutôt qu'en souterrain;
- le CUSM ne peut exiger que la zone dans laquelle se situe son nouveau pavillon soit une zone de référence en souterrain. L'emplacement du Pavillon Glen ne se trouve pas dans l'un des secteurs précis où l'offre de référence du Distributeur est en souterrain. Il réfère à cet égard à l'annexe 13 du DEI et aux réponses données à l'engagement n° 2 pris lors de l'interrogatoire de monsieur André Lassonde;
- les exceptions à une offre de référence en aérien que constituent le centre-ville de Montréal et le Vieux-Québec, et certains autres secteurs bien délimités, sont des zones dans lesquelles il serait plus coûteux de construire et d'exploiter un réseau aérien qu'un réseau souterrain, ou techniquement impossible de construire un réseau aérien;
- l'argument suivant lequel la décision d'une municipalité d'obliger que toute nouvelle demande d'alimentation se fasse en souterrain ne peut être retenu. Tant la Régie que les tribunaux judiciaires se sont déjà penchés sur cet argument. Le Distributeur allègue que la prétention du CUSM liée à l'absence de choix a été explicitement rejetée par la Régie dans deux de ses décisions confirmées par la Cour supérieure et la Cour d'appel du Québec[49]. Il découle de l'ensemble des décisions rendues sur ce sujet, les principes suivants :
  - la demande d'un réseau souterrain alors qu'un réseau aérien constitue l'offre de référence constitue une option,
  - les coûts de cette option doivent être assumés par le requérant,
  - le montant de l'allocation en fonction de la puissance à alimenter ne saurait excéder le coût de l'offre de référence en aérien,
  - lorsque le réseau souterrain est exigé par une municipalité, les travaux requis pour l'alimentation d'une nouvelle installation électrique sont à la charge du requérant et non du Distributeur ou de la municipalité.

[147] Quant à l'argument du CUSM suivant lequel le Distributeur aurait dû informer la Ville de Montréal de son refus de se conformer à sa réglementation et d'entreprendre un litige sur le sujet, le Distributeur rappelle que c'est le requérant, soit le CUSM, qui a fait sa demande d'alimentation en janvier 2011 et c'est donc celui-ci qui est soumis à la réglementation municipale l'obligeant à procéder à une demande d'alimentation en souterrain, comme la Régie l'a maintes fois décidé.

[148] En conclusion, le Distributeur plaide que l'entente de contribution du 19 octobre 2012 est conforme aux principes réglementaires applicables et la facture du 30 novembre 2012 représente le montant de la contribution.

### 4.2.3 Les propositions d'entente faites par le Distributeur

[149] Le Distributeur allègue que le CUSM ne peut invoquer à son avantage l'absence de signature d'une entente de contribution de sa part pour les motifs suivants :

- le CUSM a été avisé à plusieurs reprises qu'une contribution financière lui serait exigée, notamment par le projet d'entente de 2009 et dans tous les autres projets subséquents;
- le CUSM n'a demandé aucune explication sur le projet de 2009 dans les deux ans qui ont suivi;
- au moment de la transmission de la demande d'alimentation, le 24 janvier 2011, l'information la plus à jour que possédait alors le CUSM consistait en un projet d'entente de contribution daté du 27 août 2009 faisant état d'une contribution à verser de 3,1 M\$. Le CUSM savait ainsi que des frais seraient reliés à la demande d'alimentation;
- lorsque le CUSM a pris connaissance du projet du 24 octobre 2011, il savait que les travaux du Distributeur avaient débuté et il n'a jamais demandé que les travaux soient suspendus pendant que les parties négociaient;
- par sa demande d'ordonnance intérimaire du 23 novembre 2013, le CUSM a même exigé du Distributeur qu'il procède au raccordement sans entente signée.

[150] La prétention du CUSM, selon laquelle il n'aurait aucune contribution à payer, est grossièrement mal fondée et relève de la mauvaise foi, car le CUSM connaît l'ampleur du montant de sa contribution depuis plusieurs années. Questionné par la Régie, monsieur Bouchard a admis qu'il avait eu des réponses à ses questions. Le problème semble être qu'il n'est pas d'accord et n'a pas fait de demande de budget supplémentaire à qui que ce soit.

[151] Le Distributeur allègue que l'absence d'entente, alors que les travaux ont été exécutés, n'a pas pour effet de soustraire le requérant à son obligation de payer sa contribution au coût des travaux. Il cite à cet égard certaines décisions<sup>194</sup>.

## 4.2.4 Autres arguments

[152] Le Distributeur allègue que les projets d'entente transmis au CUSM en 2007 et en 2009 l'ont été dans le cadre d'échanges préliminaires.

[153] En ce qui a trait au projet de 2007, le Distributeur allègue que ce document ne constituait pas un engagement de sa part et qu'il s'agissait là d'un document préliminaire. Le CUSM n'a, de plus, jamais demandé à signer ce projet pour concrétiser le coût qui y était indiqué. Le CUSM n'était d'ailleurs pas prêt à cette époque pour signer une entente, tel que le révèle la preuve.

[154] Aussi, selon le Distributeur, la preuve démontre qu'en 2009 le CUSM n'était toujours pas prêt à signer une entente de contribution. La charge à alimenter n'était pas encore définie et le CUSM préparait un appel d'offres. Ce n'était donc pas la priorité du CUSM de signer une entente, n'ayant pas toutes les informations requises sur sa propre demande à cette époque là.

[155] Le Distributeur allègue que le CUSM ne peut se plaindre d'avoir été mal informé (si tel est le cas) alors qu'il a ignoré, selon la preuve au dossier, le projet de 2009 qui fait état d'une contribution de 3,1 M\$.

[156] Le Distributeur allègue que, dès la fin de 2011, le CUSM avait toute l'information requise et les explications nécessaires pour comprendre la contribution demandée dans le projet de 2011. Le CUSM a tout de même laissé tarder le dossier jusqu'au point de non-retour, soit la date d'alimentation. Le Distributeur mentionne également que :

« Et on a réagi mollement à l'entente de contribution, on a posé des questions, on a étiré le dossier, et monsieur Lassonde a témoigné que dans son esprit, monsieur Bouchard lui a donné à penser que ça serait laborieux mais on arriverait à une entente »[51].

[157] Le Distributeur allègue que, même si les discussions à l'égard des règles applicables à la contribution du CUSM avaient eu lieu en 2007, le résultat aurait été le même puisque les budgets étaient prétendument « cadencés ».

[158] Le Distributeur souligne trois lacunes au niveau de la preuve du CUSM :

- le CUSM n'a pas démontré avoir informé le Distributeur que les budgets étaient cadencés avant le 24 octobre 2011;
- le CUSM n'a pas démontré que s'il avait connu les règles que le Distributeur souhaitait appliquer au niveau de sa contribution, il aurait choisi une solution d'alimentation différente;
- il n'y a aucune preuve de dommage parce que la demande de budget supplémentaire n'a tout simplement pas été faite.

[159] En conclusion, le Distributeur allègue que la plainte du CUSM est mal fondée en faits et en droit et que la Régie ne peut accorder les conclusions recherchées dans le cadre du recours entrepris.

[160] Pour ces motifs, le Distributeur demande à la Régie de rejeter la plainte formulée dans le présent dossier et de déclarer irrecevable la demande du CUSM de fixer des règles différentes du cadre décisionnel de la Régie.

## 5. Opinion de la Régie

### 5.1 Quelle est la compétence de la Régie en matière de plainte?

[161] La compétence de la Régie en matière de plainte est établie par les articles 31 (4°), 86, 98 et 101 de la Loi :

« 31. La Régie a compétence exclusive pour :

[...] 4° examiner toute plainte d'un consommateur portant sur l'application d'un tarif ou d'une condition [...] de distribution d'électricité [...] et voir à ce que le consommateur paie le tarif qui lui est applicable et soit assujéti aux conditions qui lui sont applicables;

[...]

86. Sont soumises aux dispositions du présent chapitre les plaintes adressées par un consommateur [...] au distributeur d'électricité, [...] ou à un distributeur de gaz naturel concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de transport ou de distribution d'électricité ou l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture, de transport, de livraison ou d'emmagasinage de gaz naturel.

98. Lorsque la Régie examine la plainte, elle vérifie si l'application des tarifs et des conditions [...] de distribution d'électricité [...] a été suivie par [...] le distributeur.

[...]

101. Lorsque la Régie considère la plainte fondée, elle ordonne au transporteur d'électricité ou au distributeur d'appliquer, dans le délai qu'elle fixe, les mesures qu'elle détermine concernant l'application des tarifs et des conditions; elle peut également en établir la date d'application ».

[162] Comme le mentionne avec justesse le Plaignant, la juridiction de la Régie pour entendre une plainte ne dépend pas du libellé des Tarifs et des Conditions de service.

[163] Cette juridiction de la Régie relative à une plainte de consommateur découle des articles 31 (1°) et 31 (4°) de la Loi.

[164] Dans le cadre d'un dossier relatif à la révision des Conditions de service, la Régie mentionnait, dans sa décision D-2006-116[52] :

« La juridiction de la Régie en matière de conditions de distribution découle de la prestation de service du Distributeur à son client. Cette juridiction s'exerce dans la mesure où le client, propriétaire ou locataire, est alimenté ou requiert l'alimentation. Les conditions de distribution comprennent toutes les activités relatives à l'installation, au maintien, au raccordement, à l'exploitation, à la modification, au prolongement, à l'utilisation et à l'entretien des infrastructures réglementées puisqu'elles sont nécessaires à la prestation du service du Distributeur.

En conséquence, la Régie a le pouvoir exclusif d'examiner une plainte découlant d'une contestation relative à ces activités [...] ».

[nous soulignons]

[165] Après une revue de la législation pertinente, incluant l'article 86 de la Loi, le juge Prévost de la Cour supérieure[53] a écrit : « *Ces dispositions laissent subsister peu de doute sur l'intention du législateur de déléguer à cet organisme spécialisé l'ensemble des responsabilités se rapportant à la détermination des conditions de transport et de distribution de l'électricité au Québec ainsi qu'aux tarifs qui s'y rapportent* ».

[166] Parmi les articles qui encadrent la juridiction de la Régie en matière de plainte, l'article 98 prévoit que cette dernière doit, lorsqu'elle examine une plainte, vérifier si l'application des Tarifs a été suivie par le Distributeur.

[167] Lorsqu'elle constate que leur application n'est pas conforme, la Régie peut, en vertu de l'article 101 de la Loi, ordonner au Distributeur d'appliquer les mesures qu'elle détermine dans le délai qu'elle fixe.

[168] Selon une jurisprudence constante de la Régie, l'article 101 de la Loi lui accorde un pouvoir de redressement fondé sur l'application des conditions de distribution. Elle peut prendre des mesures destinées à remplacer la prestation qui n'a pas été exécutée. Par exemple, la Régie peut ordonner à un distributeur le remboursement de sommes monétaires dans le cas, par exemple, où elle jugerait qu'un tarif trop élevé a été appliqué à un consommateur. Toutefois, elle ne peut ordonner le paiement de dommages et intérêts[54].

[169] Les Tarifs et les Conditions de service sont les éléments obligatoires du contrat liant les clients alimentés ou requérant l'alimentation et le Distributeur et ces éléments ne sont pas laissés à la négociation entre les parties.

[170] Lorsqu'il y a un défaut de se conformer à ces éléments, l'article 101 de la Loi permet à la Régie de déterminer des mesures afin d'y remédier. En l'absence de dispositions spécifiques aux Tarifs et aux Conditions de service, la Régie doit appliquer le cadre décisionnel qu'elle a mis en place et suivre les principes fondamentaux qui y sont sous-jacents. Sortir de ce cadre enfreindrait les articles 25 et 31 (1°) de la Loi.

[171] En l'espèce, en l'absence d'entente suivant l'article 10.6 des Tarifs, lorsque la Régie détermine ces mesures, elle doit tenir compte des critères établis par la jurisprudence en matière de réseau souterrain et des principes sous-jacents à l'établissement des Tarifs et des Conditions de service.

## 5.2 Est-ce que les Tarifs et les Conditions de service ont ÉTÉ correctement appliqués ?

[172] La Régie doit maintenant déterminer si le Distributeur a correctement appliqué les Tarifs et les Conditions de service.

[173] Le prolongement du réseau du Distributeur pour répondre à une demande d'alimentation en électricité est encadré par la Loi, les Conditions de service et les Tarifs.

## 5.2.1 Article 2.2 des Conditions de service

[174] Le Plaignant allègue que le Distributeur ne s'est pas conformé à l'article 2.2 des Conditions de service. Cet article se lit comme suit :

« 2.2 Lorsqu'Hydro-Québec réalise des travaux dont le coût facturé au requérant est supérieur aux « frais de mise sous tension » prévus aux tarifs d'électricité pour les heures régulières de travail d'Hydro-Québec, cette dernière lui communique les renseignements suivants :

1° toute information utile à propos de l'échéancier et de la nature des travaux ainsi que les exigences techniques applicables aux travaux qui seront réalisés par le requérant à la demande d'Hydro-Québec;

2° le coût des travaux et les frais liés au service d'électricité prévus aux tarifs d'électricité qui seront facturés, ainsi que les termes de paiement;

3° le coût estimé des travaux dont la valeur sera révisée selon le coût réel encouru une fois ceux-ci complétés ».

[175] Dans le présent dossier, la preuve démontre que le coût facturé des travaux réalisés pour répondre à la demande d'alimentation du Plaignant était supérieur aux frais de mise sous tension.

[176] Le Plaignant allègue que le Distributeur a failli à son obligation de lui faire connaître à l'avance le coût des travaux. Selon lui, la fluctuation des informations au cours des années, particulièrement le changement d'orientation du Distributeur quant aux notions d'offre de référence et d'option ne lui aurait pas permis d'être informé correctement quant à sa contribution, contrairement à l'article 2.2 des Conditions de service.

[177] La Régie ne peut souscrire à cette affirmation et ne croit pas que le Distributeur a failli à son obligation à cet égard.

[178] Ainsi, le Distributeur a assigné au Plaignant, dès le début du projet, un délégué commercial. Le délégué commercial agit comme agent de liaison entre le Plaignant et les diverses équipes du Distributeur. De la preuve, la Régie comprend que des rencontres et discussions téléphoniques se sont déroulées régulièrement entre le délégué commercial et le Plaignant. Si ce dernier souhaitait une information, il profitait d'un contact privilégié au sein du Distributeur pour l'obtenir.

[179] Le Distributeur a fourni au Plaignant, en mars 2007, son premier projet d'entente avec un ensemble de mises en garde quant au fait qu'il s'agissait d'un document préliminaire et que les coûts pouvaient être substantiellement révisés.



[180] En 2007 et 2008, le gouvernement a émis des décrets aux fins que le projet de modernisation du CUSM devienne un projet en partenariat public-privé (PPP). Les caractéristiques techniques de l'alimentation en électricité, tels la puissance demandée et le point de branchement, sont dès lors susceptibles d'être modifiées selon le partenaire retenu à la suite d'un appel d'offres à cet égard. Cela prendra près de trois ans, de juin 2007 à avril 2010, afin de connaître le partenaire privé et de s'assurer des caractéristiques techniques requises pour l'alimentation électrique du Pavillon Glen.

[181] Pendant cette même période, les Conditions de service du Distributeur en ce qui a trait à l'alimentation en électricité ont été révisées substantiellement[55]. La Ville de Montréal requiert depuis 2009 l'enfouissement des réseaux câblés sur son territoire. Le Distributeur informe le Plaignant, avec son second projet d'entente de contribution à l'automne 2009, que les coûts pour l'alimentation du Pavillon Glen sont rectifiés et que sa contribution, auparavant calculée à 0 \$, se chiffre dorénavant à près de 3,0 M\$. Toutefois, les mêmes mises en garde sont faites au Plaignant. Il s'agit d'un document préliminaire, susceptible d'être corrigé.

[182] Le Plaignant, priorisant le bon déroulement de son appel d'offres et du choix d'un partenaire privé, ne se préoccupe pas de cette information. Monsieur Bouchard, du CUSM, a admis que ce document n'a pas été analysé par leur ingénieur en électricité et qu'il est possiblement « tombé entre deux chaises ».

[183] Lorsque le Plaignant a rempli le formulaire pour la demande d'alimentation en janvier 2011, le Distributeur a transmis le troisième projet d'entente en octobre 2011. À partir de ce moment, les discussions des parties débutent réellement quant au montant de la contribution et de l'entente à intervenir. Les parties ne s'entendent pas sur le montant de la contribution, mais ceci ne revient pas à dire que le Distributeur a manqué à son devoir de communiquer les renseignements pertinents.

[184] Par ailleurs, la Régie ne peut conclure que la fluctuation de l'information fournie par le Distributeur entre 2007 et 2011 constitue un manquement à son obligation. À cet égard, il faut prendre en compte les faits suivants : le projet du CUSM, le règlement municipal ainsi que les Conditions de service pertinentes étaient modifiées en parallèle. Le Distributeur se devait d'adapter l'information fournie au CUSM en conséquence.

[185] De plus, le CUSM ne peut se plaindre de ne pas avoir été informé à l'avance du coût des travaux, alors que dès qu'il a été avisé d'une contribution potentielle en 2009, il acceptait que les travaux se poursuivent sans connaître le montant de la contribution qu'il allait devoir payer. Le CUSM a même été jusqu'à exiger en 2012 que les travaux se poursuivent, sans connaître l'issue de la mésentente avec le Distributeur quant au montant de sa contribution. Il est maintenant trop tard pour s'en plaindre. De plus, suivant l'article 99 de la Loi, le délai pour se plaindre du non-respect par le Distributeur d'une condition de service est d'un an à partir de la connaissance des faits par le plaignant. De toute évidence, le délai pour se plaindre du non-respect par le Distributeur de l'article 2.2 des Conditions de service est prescrit.

## 5.2.2 Article 10.6 des Tarifs

[186] La Partie III des Conditions de service couvre l'alimentation en électricité. Les chapitres suivants s'y retrouvent :

- Chapitre 14 : Modes d'alimentation;
- Chapitre 15 : Alimentation de l'installation électrique;
- Chapitre 16 : Prolongement et modification de ligne de distribution;
- Chapitre 17 : Coût des travaux;
- Chapitre 18 : Droits et obligations.

[187] Lorsqu'une installation électrique à alimenter est de plus de 260 A à une tension triphasée, comme c'est le cas dans le présent dossier, les règles contenues aux chapitres 14 à 17 des Conditions de service ne s'appliquent pas à la demande d'alimentation du requérant du service d'électricité, et ce, conformément à l'article 1.1 des Conditions de service :

« 1.1 Les dispositions du présent texte établissent les conditions de service d'électricité d'Hydro-Québec. Toutefois, les dispositions des chapitres 14, 15, 16 et 17 des présentes conditions de service ne s'appliquent qu'au service en basse tension et au service en moyenne tension lorsque le courant maximum n'excède pas 260 A à une tension triphasée ».

[188] Dans un tel cas, il faut plutôt se référer à l'article 10.6 des Tarifs, lequel se lit comme suit :

« 10.6 Lorsque le Distributeur fournit l'électricité et que les conditions de service ne sont pas déjà prévues par les Conditions de service d'électricité ou par un autre règlement du Distributeur, celles-ci doivent faire l'objet d'une entente écrite entre le client et le Distributeur.

[...] ».

[189] Dans le présent dossier, la Régie doit vérifier si la règle prévue à l'article 10.6 des Tarifs, selon laquelle les Conditions de service doivent faire l'objet d'une entente écrite entre les parties, a été respectée.

[190] La preuve au dossier révèle qu'il y a eu plusieurs discussions et échanges de documents entre les parties entre 2005 et 2012. Cependant, aucune entente écrite n'a été conclue entre les parties à l'égard des conditions de service applicables à la demande d'alimentation du CUSM. Ce fait est d'ailleurs admis par les parties<sup>(9)</sup>.

[191] La Régie prend acte de l'admission des parties sur cet aspect de la preuve et conclut qu'en l'absence d'une entente entre les parties, l'article 10.6 des Tarifs n'a pas été correctement appliqué.

[192] La question qui se pose à cette étape est la suivante : le CUSM est-il soustrait du paiement de toute contribution pour le seul motif d'absence d'entente?

[193] La Régie doit répondre par la négative à cette question. En effet, le CUSM savait, ou aurait dû savoir depuis 2009, que le Distributeur entendait lui réclamer une contribution. De plus, non seulement n'a-t-il pas réagi alors qu'il savait que les travaux avaient débuté, mais il a convenu avec le Distributeur que les travaux devaient se poursuivre, malgré les discussions à l'égard de sa contribution.

[194] À cet égard, et contrairement à ce qu'affirme le Plaignant, à savoir que l'article 10.6 des Tarifs n'impose des obligations qu'au Distributeur[57], les textes des Tarifs et ceux des Conditions de service constituent un contrat réglementé qui assujettit tant le Distributeur que les consommateurs et les deux parties ont des droits et des obligations qui en découlent.

[195] À l'article 10.6 des Tarifs, une entente écrite entre les deux parties est un contrat synallagmatique. Il serait inéquitable de conclure que seuls le Distributeur et sa clientèle doivent supporter les conséquences du défaut de s'y conformer et permettre alors qu'un consommateur puisse bénéficier des travaux de prolongement pour l'alimentation en électricité sans qu'il n'y ait de contrepartie. La Régie croit plutôt qu'en cas de refus de payer une contribution, si celle-ci est jugée exigible malgré l'absence d'entente signée, le Distributeur serait pleinement justifié de ne pas fournir sa contrepartie, c'est-à-dire d'alimenter en électricité le Plaignant.

[196] Si tel n'était pas le cas, cela constituerait un enrichissement sans cause pour le Plaignant. En effet, ce dernier n'a jamais demandé à ce que les travaux soient suspendus pendant que les parties négociaient. Au contraire, il a même été jusqu'à exiger, par sa demande d'ordonnance intérimaire du 23 novembre 2012, que le Distributeur procède au raccordement de son installation électrique, même en l'absence d'entente, et malgré l'existence d'un différend à l'égard de la contribution.

[197] Dans les faits, les parties ont convenu que les travaux devaient se poursuivre même si la contribution du CUSM n'avait pas été déterminée afin, notamment, que le Plaignant n'encoure pas de pénalités importantes auprès de son partenaire privé[58]. Les parties ont donc reporté l'exigence d'une entente de contribution financière.

[198] Dans le contexte où le Plaignant avait non seulement une connaissance précise des travaux ayant cours, mais exigeait qu'ils se poursuivent et où le Distributeur a accepté de les poursuivre afin de ne pas créer, ou du moins de minimiser les dommages liés à des retards dans l'exécution des travaux, la Régie est d'avis qu'il y aurait enrichissement sans cause si le Plaignant devait échapper au paiement d'une contribution alors que la contrepartie à cette contribution a été réalisée.

[199] Enfin, le Plaignant aurait pu se plaindre à la Régie, bien avant la fin des travaux, de l'absence d'entente écrite s'il voulait s'assurer de bien connaître la contribution qui lui serait exigée. Comme mentionné à la décision D-2013-042[59], si un requérant n'est pas satisfait parce qu'aucune entente n'est intervenue avec le Distributeur avant le début des travaux, il lui est loisible de faire une plainte à la Régie qui déterminera, après examen du dossier, quelle est la mesure appropriée dans les circonstances.

[200] Pour ces motifs, la Régie est d'avis que le Plaignant ne peut être soustrait au paiement d'une contribution.

[201] La Régie ayant déterminé qu'il y a contravention à l'article 10.6 des Tarifs puisqu'il n'y a pas d'entente et que l'absence d'entente ne peut à elle seule avoir pour effet de soustraire le CUSM au paiement d'une contribution, elle doit maintenant déterminer les règles qui doivent être appliquées pour déterminer le montant de la contribution et ce, en vertu de l'article 101 de la Loi.

## 5.3 Détermination des mesures de redressement

### Mesures recherchées par le Plaignant

[202] Le Plaignant plaide qu'en l'absence d'entente écrite, la seule base juridique qui demeure pour émettre une facture est l'application des articles 12.5 et 12.6 des Tarifs, laquelle application se solderait par une facture ayant un montant net de 0 \$.

[203] Selon ces articles, les frais liés à l'alimentation électrique comportent, dans le cas du CUSM, des frais de mise sous tension d'un montant correspondant au coût des travaux, d'une part, et une allocation monétaire de 344 \$/kW, d'autre part, pour usage non domestique. Le CUSM est d'avis que ce principe s'applique à sa demande, sans être modulé par la notion d'offre de référence, laquelle relève du chapitre 16 des Conditions de service.

[204] Cet argument révèle une incompréhension du fonctionnement des Tarifs et plus particulièrement de son chapitre 12. Les articles 12.1 et 12.6 des Tarifs[60] se lisent comme suit :

« 12.1

Les frais indiqués dans le présent chapitre s'appliquent conformément aux dispositions des Conditions de service d'électricité.

12.6.

a) Allocation pour usage domestique

Un montant de 2 752 \$ pour chaque unité de logement.

b) Allocation pour usage autre que domestique

Un montant de 344 \$ par kilowatt.

c) Prime d'ajustement de l'allocation pour usage autre que domestique

Un montant annuel de 69 \$ par kilowatt ».

[205] En vertu de l'article 12.1 des Tarifs, l'article 12.6 b) des Tarifs ne peut se lire isolément du texte des Conditions de service. Par ailleurs, cet article 12.6 b) détermine une allocation pour usage autre que domestique. Il n'indique aucunement le cas dans lequel cette allocation est applicable. Il ne prend son sens que lu en conjonction avec l'article 16.9 des Conditions de service :

« 16.9 Lorsque l'usage est autre que domestique ou lorsqu'il s'agit d'une exploitation agricole, le requérant doit payer, à la date de la signature de l'entente de contribution, l'excédent du coût des travaux sur le montant alloué.

Le montant alloué correspond à l'estimation de la puissance moyenne annuelle à facturer, exprimée en kW, multipliée par l'"allocation pour usage autre que domestique" prévue aux tarifs d'électricité. Dans le cas d'un accroissement de charge à une installation électrique existante, seule l'augmentation de la puissance moyenne annuelle à facturer est prise en considération ».

[206] Les articles 12.6b) des Tarifs et 16.9 des Conditions de service sont intrinsèquement liés. Ils ne sont séparés qu'aux fins de simplifier le processus réglementaire : les Conditions de service énoncent les droits et obligations des parties et incorporent par renvoi dynamique les frais liés au service d'électricité inscrits au chapitre 12 des Tarifs. Ainsi, lors de la révision annuelle par la Régie de ces frais, cette dernière peut simplement modifier le chapitre 12 des Tarifs, duquel fait partie évidemment le montant de l'allocation monétaire, sans avoir à modifier les Conditions de service. Il s'agit d'une méthode de rédaction réglementaire reconnue.

[207] Puisque le chapitre 16 des Conditions de service ne s'applique pas en l'espèce en vertu de l'article 1.1 des Conditions de service, il s'ensuit que l'allocation monétaire prévue à l'article 16.9 des Conditions de service et à l'article 12.6 des Tarifs ne peut non plus s'appliquer. Il en est de même pour la notion d'offre de référence. En conséquence, la Régie ne peut retenir l'argument du Plaignant suivant lequel seuls les articles 12.5 et 12.6 des Tarifs peuvent constituer la base juridique du Distributeur pour émettre une facture.

[208] Le Plaignant recherche également les conclusions suivantes :

- a. déclarer que l'intégralité du coût des travaux effectués par le Distributeur est réputée faire partie de l'offre de référence;
- b. déclarer que le montant alloué est applicable à l'intégralité des coûts des travaux;
- c. ordonner au Distributeur d'élaborer une convention de contribution en conséquence.

[209] L'ensemble des arguments du Plaignant vise essentiellement à convaincre la Régie que les modalités du projet d'entente de contribution de 2007 sont celles qui doivent s'appliquer pour le motif notamment qu'elles respectent les Tarifs et les Conditions de service, le principe de bonne foi prévu au C.c.Q. et que l'information transmise dans ce projet d'entente a été déterminante pour le CUSM lorsque les budgets pour son projet ont été fixés.

[210] Selon lui, la pratique commerciale du Distributeur ne peut venir changer les règles et elle ne peut avoir pour effet d'assujettir le CUSM aux principes liés au prolongement du réseau prévus au chapitre 16 des Conditions de service, alors que ces principes ne s'appliquent pas en vertu de l'article 1.1 de ces Conditions de service.

[211] Le Plaignant admet qu'il eut été souhaitable qu'une entente de contribution soit signée en 2007 pour confirmer sa position au sujet de la contribution.

[212] Par ailleurs, le CUSM allègue que le fait que le Distributeur ait fait preuve d'une grande incohérence dans ses projets d'entente de contribution et qu'il ait fait preuve d'intransigeance en indiquant que toutes les sections de son projet d'entente du mois d'octobre 2011 sont imposées constitue une contravention à son obligation de négocier de bonne foi et de manière cohérente.

[213] Le CUSM soutient que le Distributeur a tardé à limiter l'application de l'allocation à une offre de référence en aérien et qu'il ne peut imposer cette exigence à ce stade-ci.

#### **Mesures recherchées par le Distributeur**

[214] Le Distributeur plaide pour sa part que la rédaction de l'article 10.6 des Tarifs ne doit pas avoir pour effet de le soustraire à son devoir d'équité envers l'ensemble de sa clientèle. En conséquence, il doit respecter les principes réglementaires applicables lorsqu'il conclut des ententes de contribution lors de prolongement du réseau pour alimenter un nouveau client. Il exige donc une contribution équivalant à la différence entre le coût total des travaux en souterrain et le coût des travaux qui seraient réalisés en aérien.

[215] Le Distributeur est d'avis que l'article 10.6 des Tarifs, contrairement aux dispositions des chapitres 14 à 17 des Conditions de service, lui confère une certaine discrétion dans l'établissement d'une entente de contribution pour exiger des garanties additionnelles en raison des investissements importants sur le réseau. Par exemple, il peut exiger des garanties d'engagement de puissance et des garanties financières. L'article 10.6 ne lui permet pas, par ailleurs, de contrevenir aux principes réglementaires en vigueur.

[216] Selon le Distributeur, les mesures que la Régie peut ordonner, dans le présent dossier, doivent respecter les principes sous-jacents à l'établissement des Tarifs et Conditions de service actuellement en vigueur. À cet égard, il plaide que le projet d'entente de contribution qu'il a préparé le 19 octobre 2012 respecte l'ensemble de ces principes.

#### Opinion de la Régie

[217] En premier lieu, la Régie doit souligner l'incongruité de la position du Plaignant d'admettre qu'il n'y a aucune entente écrite intervenue entre lui-même et le Distributeur pour ensuite plaider que le Distributeur est lié par le projet d'entente de 2007. Cette affirmation ne peut avoir de sens que si l'on considère que ce projet d'entente est une offre de contracter à laquelle le Distributeur ne peut se soustraire encore aujourd'hui.

[218] La Régie ne retient pas la position du Plaignant selon laquelle les modalités du projet d'entente de 2007 doivent s'appliquer et qu'il ne faut accorder aucun mérite aux modalités des projets d'entente subséquents.

[219] En premier lieu, il faut noter le fait que les travaux du Pavillon Glen et ses caractéristiques techniques, comme la date de réception, ont été définitivement connus en avril 2010. Le CUSM n'aurait pas pu, avant cette date, signer d'entente avec le Distributeur[61] :

« En août deux mille neuf (2009), le contrat avec le partenaire privé n'était pas encore signé, donc on ne savait pas avec précision la date de réception provisoire, et par la suite de mise en service. C'est seulement lorsqu'on a signé le contrat avec le partenaire PPP en avril deux mille dix (2010) qu'on avait de façon précise la date de réception provisoire qui était septembre deux mille quatorze (2014), et la date de mise en service qui était début deux mille quinze (2015). Je dis début deux mille quinze (2015) parce que dépendamment de la composante du projet, le bloc de recherche vient en premier, puis après ça le complexe hospitalier vient en deuxième. Q. [166] En deux mille sept (2007), quelles étaient ces dates de réception provisoire et de mise en service prévue, du pavillon Glen? R. Bien, c'est la même réponse. On n'avait pas de dates précises. En deux mille sept (2007), on était au début du processus d'appel d'offres, et c'est seulement suite à ce processus-là qu'on aurait connu de façon précise la date de mise en service. Le PPP faisait en sorte que c'était le partenaire privé qui était responsable des moyens et de son échéancier. Et évidemment, c'est un élément qui vient impacter directement son modèle financier. Donc, c'était à eux de nous le dire ».

-

[nous soulignons]

[220] Il faut donc comprendre de la position du CUSM que, bien que lui-même n'aurait pu s'engager pour un projet d'entente de contribution avant avril 2010, le Distributeur, lui, serait lié par le projet d'entente transmis en 2007 et serait tenu donc d'appliquer le montant de l'allocation monétaire sur l'ensemble des travaux pour l'alimentation électrique.

[221] La Régie retient de la preuve à cet égard que les informations ayant trait à la contribution aux coûts des travaux, transmises dans le projet d'entente de 2007 étaient préliminaires et ne constituaient pas un engagement ferme de la part du Distributeur, bien au contraire.

[222] En effet, le document du 16 mars 2007 est un courriel présentant le texte d'un projet d'entente de contribution. Le document porte en filigrane une mention « préliminaire » et le courriel auquel est joint le document précise entre autres qu'il s'agit là d'un « document préliminaire » dont les coûts peuvent « varier considérablement ». La preuve révèle que ce projet a été transmis alors que le dossier en était au stade préliminaire, que la charge à alimenter par le Distributeur n'était pas encore connue et le point de raccordement n'était pas fixé. Comme il a été démontré, ces éléments n'ont été connus avec certitude qu'en avril 2010.

[223] À tout évènement, même si ce document constituait une offre de contracter, ce qui n'est pas de l'avis de la Régie, le CUSM n'a jamais manifesté son acceptation, y compris de l'offre de référence qu'elle contenait. Selon le C.c.Q., une telle offre serait par conséquent caduque :

« 1390. L'offre de contracter peut être faite à une personne déterminée ou indéterminée; elle peut être assortie ou non d'un délai pour son acceptation.

Celle qui est assortie d'un délai est irrévocable avant l'expiration du délai; celle qui n'en est pas assortie demeure révocable tant que l'offrant n'a pas reçu l'acceptation.

1392. L'offre devient caduque si aucune acceptation n'est reçue par l'offrant avant l'expiration du délai imparti ou, en l'absence d'un tel délai, à l'expiration d'un délai raisonnable; elle devient également caduque à l'égard du destinataire qui l'a refusée »[62].

[nous soulignons]

[224] Le projet d'entente de contribution de 2007 ne fait référence à aucun délai par lequel le Distributeur aurait pu être irrévocablement engagé. À tout évènement, le projet d'entente de 2009 constitue clairement une révocation du projet d'entente de contribution de 2007.

[225] Il est pertinent de noter à cet égard ce que la Cour d'appel mentionne dans la décision Aylmer[63] :

« Le juge de première instance reproche à l'appelante d'avoir fait volte-face le 24 septembre 1991 en ajoutant des conditions nouvelles - une consultation publique et une rencontre avec les usagers de la marina - à la signature d'une entente à long terme dont le texte avait finalement été arrêté



après plusieurs mois de discussions. Avec égards pour son opinion, je suis d'avis que la Ville était en droit d'agir ainsi sans pour autant être taxée de faire volte-face et de manquer à ses engagements contractuels.

D'une part, il n'y avait pas encore d'entente finale entre les parties. Il est vrai que les avocats s'étaient entendus sur le texte d'une entente. Il est également vrai que l'intimée avait accepté les termes et conditions du bail à long terme exigés par les représentants de la Ville durant le cours des négociations. Mais il restait à obtenir du conseil municipal une résolution manifestant l'accord de la Ville et scellant l'entente des parties ».

[nous soulignons]

[226] Au surplus, la Régie constate que, dès 2009, alors que les travaux de raccordement n'avaient pas encore débuté, le CUSM recevait du Distributeur des informations claires selon lesquelles il n'avait pas encore déterminé l'offre de référence et la contribution aux coûts des travaux. En effet, le projet de 2009 fait état d'une offre de référence substantiellement différente de celle prévue au document de 2007 et d'une contribution à être assumée par le CUSM de 3,1 M\$. De toute évidence, le CUSM n'était donc aucunement fondé, à ce moment-là, à croire que l'offre de référence était déterminée et qu'il n'aurait aucun coût à assumer. Le CUSM n'a, par ailleurs, jamais manifesté au Distributeur, dans les deux ans qui ont suivi la transmission du projet de 2009, son désaccord avec le fait de devoir payer une quelconque contribution.

[227] Le CUSM insiste sur l'intransigeance du Distributeur à ce que toutes les sections du projet d'entente de contribution de 2011 soient imposées. À cet égard, l'ensemble du dossier révèle que le CUSM n'a pas démontré plus de flexibilité en insistant afin que le montant de la facture demeure à 0 \$.

[228] En plaidoirie, le procureur du CUSM résume la position de son client en mentionnant que « *quand les budgets sont cadencés, c'est comme ça. Et quand on construit un hôpital, on ne retourne pas au Conseil du Trésor à tout les cinq minutes pour demander d'autres fonds* ». Cette affirmation semble le reflet d'une pratique établie mais il n'en demeure pas moins qu'il s'agit d'une décision du Plaignant qui n'engage que lui-même et ne peut engager l'ensemble des consommateurs d'électricité. Si, pour des raisons qui lui appartiennent, il ne souhaite pas demander de fonds supplémentaires, il s'agira pour le Plaignant, le cas échéant, de réallouer différemment les sommes que le gouvernement lui a consenties pour la construction du Pavillon Glen. Par ailleurs, en audience, il qualifiera le projet d'entente de contribution de 2009 « *d'extrêmement préliminaire* » [64]. Comment ne peut-on pas conclure alors à un empressement imprudent de sa part à utiliser le projet d'entente 2007 comme base budgétaire?

[229] De l'avis de la Régie, le CUSM a fait preuve d'imprudence en basant son budget, pour un projet de cette envergure, sur un document préliminaire non signé par les parties.

[230] Pour l'ensemble de ces raisons, la Régie est d'avis que le Distributeur était en droit de réviser, dans ses projets subséquents de 2009, 2011 et 2012, son offre de référence et les règles relatives aux calculs de la contribution aux coûts des travaux.

[231] En l'absence d'entente écrite entre les parties et ayant conclu que le projet de 2007 ne lie pas le Distributeur, la Régie doit déterminer les modalités applicables au calcul de la contribution du CUSM.

[232] Comme mentionné précédemment, lorsque la Régie détermine ces modalités, elle doit tenir compte des principes sous-jacents à l'établissement des Tarifs, des Conditions de service et des critères établis par la jurisprudence en matière de réseau souterrain.

[233] En ce qui a trait aux principes sous-jacents à l'établissement des Tarifs et des Conditions de service, à la lecture des différentes décisions rendues dans le dossier R-3535-2004 qui a revu l'ensemble des Conditions de service, notamment celles à l'égard des demandes en alimentation d'électricité, ainsi qu'à la suite de l'examen des Tarifs et des Conditions de service eux-mêmes, la Régie ne peut en venir qu'à la conclusion que ces principes sont celui de l'utilisateur-payeur et celui de la neutralité tarifaire.

#### **Utilisateur-payeur**

[234] Dans la décision D-2006-116, la Régie fonde les Conditions de service pour le prolongement du réseau de distribution afin d'alimenter en électricité un requérant sur le principe de l'utilisateur-payeur[65]. Comme mentionné à la décision D-2006-137[66] :

« Le respect du principe de l'utilisateur payeur permet que les tarifs d'électricité ne subissent pas de pression à la hausse. Ainsi, les coûts d'un réseau souterrain (ou d'un réseau aérien où il n'existe pas de système d'adduction d'eau) sont récupérés, non pas de l'ensemble de la clientèle, mais plutôt de ceux qui demandent ces services ».

[235] Dans le dossier R-3535-2004, dans le cadre d'un débat portant sur le réseau souterrain, la Régie considérait qu'un tel réseau présentait un avantage individuel et non pas collectif<sup>61</sup> :

« Le prolongement souterrain est plus dispendieux que le prolongement aérien et son gain est plus individuel que collectif. La Régie considère donc qu'il ne doit pas être subventionné mais plutôt fondé, comme pour le prolongement aérien, sur le principe de l'utilisateur-payeur ».

[236] En raison de ce principe de l'utilisateur-payeur, les Conditions de service prévoient une contribution aux coûts des travaux de prolongement en réseau souterrain afin que l'ensemble de la clientèle n'assume pas les investissements nécessaires à un seul client.

#### **Neutralité tarifaire**

[237] Le principe de neutralité tarifaire est un principe de base sur lequel l'ensemble des Tarifs et

des Conditions de service est fondé.

[238] Ce principe de neutralité tarifaire est résumé par la Régie dans sa décision D-2006-137[68] comme suit :

« Les règles relatives aux prolongements de réseau ont toujours été élaborées en tenant compte d'un autre principe, soit celui de la neutralité tarifaire, de manière à ce que l'investissement du Distributeur n'exerce pas de pression à la hausse sur les tarifs d'électricité ».

[239] La Régie partage l'avis du Distributeur lorsqu'il affirme que les Tarifs et les Conditions de service visent à éviter que, lors d'un prolongement de réseau, le coût des travaux requis pour répondre à une demande d'alimentation d'une nouvelle charge ou d'un accroissement d'une charge existante n'exerce une pression à la hausse sur les tarifs d'électricité. En conséquence, en vertu de ce principe, la contribution du Distributeur au coût des travaux nécessaires pour cette alimentation ne peut excéder le moindre des deux éléments suivants, soit l'allocation monétaire ou le coût de l'offre de référence.

[240] Comme il est mentionné à la décision D-2006-137, la neutralité tarifaire tient compte du réseau de référence selon les normes du Distributeur pour l'alimentation en électricité, soit le réseau aérien.

#### **Réseau souterrain**

[241] Le Plaignant prétend que l'offre de référence du Distributeur devrait être, non pas le réseau aérien, mais le réseau souterrain. À cet égard, le Plaignant énonce plusieurs motifs, notamment qu'il n'a pas demandé à être desservi au moyen d'un réseau en souterrain et que les plans du Distributeur en 2006 prévoyaient déjà la construction du réseau en souterrain et que ce dernier, en vertu de l'article 30 de la *Loi sur Hydro-Québec*[69], a la possibilité de passer outre la réglementation municipale.

[242] La Régie ne retient aucun des motifs mis de l'avant par le Plaignant pour déterminer que le réseau de référence doit être le réseau souterrain plutôt qu'aérien.

[243] D'une part, tel qu'indiqué précédemment, le Distributeur n'était pas lié par ce qui constituait l'offre de référence dans les projets d'entente de 2007 et 2009.

[244] D'autre part, lorsque le partenaire privé du CUSM a été connu en 2010 et les plans des travaux de raccordement finalisés, la réglementation municipale exigeait l'enfouissement du réseau. Le CUSM ne pouvait plus alors faire une demande d'alimentation en aérien.

[245] À la suite de la réception de la demande d'alimentation en janvier 2011, le Distributeur a précisé son offre de référence. Cette offre de référence respecte les décisions de la Régie et des tribunaux judiciaires suivant lesquels la décision d'une municipalité d'obliger l'enfouissement n'est opposable qu'aux citoyens de cette municipalité. Cette décision ne doit pas être supportée par l'ensemble des consommateurs d'électricité.

[246] À cet égard, la Régie a maintes fois repris les propos tenus par le régisseur Frayne :

« Le législateur a prévu que la Régie doit fixer les conditions de distribution de l'électricité, en conciliant l'intérêt public, la protection des consommateurs ainsi qu'un traitement équitable du Distributeur (article 5 de la LRÉ). Elle doit aussi favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective d'équité au plan individuel comme au plan collectif. Elle doit notamment s'assurer que les tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service sont justes et raisonnables. Ceci indique que l'équité doit être appréciée non seulement au plan individuel mais aussi au plan collectif.

Interpréter l'article 53 comme le voudrait la demanderesse ne serait pas équitable pour l'ensemble des consommateurs. En effet, la décision d'une municipalité d'obliger l'enfouissement n'est opposable qu'aux citoyens de cette municipalité. Cette décision ne doit pas être supportée par l'ensemble des consommateurs.

En ce sens, il est établi par la jurisprudence que les règlements d'une municipalité ne peuvent imposer, par leur application, des coûts au Distributeur. Il est aussi établi que la réglementation municipale favorisant l'enfouissement, au bénéfice de ses citoyens, ne peut se faire aux dépens de l'ensemble des consommateurs<sup>101</sup>.

L'interprétation que donne la demanderesse à l'article 53 ferait en sorte d'imposer des charges financières à l'ensemble de la clientèle, ce qui va à l'encontre de l'équité au plan collectif. Cette interprétation voudrait aussi dire qu'une municipalité pourrait, par sa réglementation, obliger à dépenser des sommes qui devraient éventuellement être réparties entre tous les abonnés du Distributeur, même ceux qui ne bénéficieraient pas d'un réseau souterrain.

La demanderesse fait valoir que là où la réglementation municipale exige l'enfouissement du réseau, c'est le réseau souterrain qui devrait être le réseau de référence du Distributeur, soit le réseau normalement construit et sans coût pour celui qui le demande.

La Régie ne retient pas non plus cet argument. Il n'est pas souhaitable que le réseau de référence soit déterminé selon qu'une municipalité exige ou non l'enfouissement des installations électriques.

Les règles relatives aux prolongements de réseau ont toujours été élaborées en tenant compte d'un autre principe, soit celui de la neutralité tarifaire, de manière à ce que l'investissement du Distributeur n'exerce pas de pression à la hausse sur les tarifs d'électricité. Cette neutralité tarifaire tient compte du réseau de référence selon les normes d'Hydro-Québec pour l'alimentation en électricité, soit le réseau aérien à Longueuil comme en général partout ailleurs.

Le principe de la neutralité tarifaire s'applique à tous les projets de prolongements de réseau, aérien comme souterrain, quelle que soit la réglementation municipale en vigueur et quelle que soit la demande du requérant.

La Régie rejette aussi l'argument que la demanderesse n'a pas eu la possibilité d'opter pour un réseau aérien, puisque le Distributeur lui a imposé le réseau souterrain par l'application de la réglementation municipale. La demanderesse fait valoir que, puisqu'elle n'a pas exercé de choix, ce n'est pas elle qui devrait acquitter le montant de la contribution.

La demanderesse a choisi de développer ses affaires à Longueuil. Un requérant qui n'a que le choix d'un prolongement en souterrain, à cause de la réglementation municipale, doit s'adresser aux décideurs municipaux. La demanderesse avait le pouvoir de choisir de s'établir dans un endroit où les prolongements de réseau souterrain ne sont pas obligatoires ».

[nous soulignons]

[247] Dans ce contexte, la Régie est d'avis que l'offre de référence doit être en aérien.

[248] À cet égard, la Régie est d'avis que les modalités du projet d'entente d'octobre 2012 du Distributeur sont raisonnables. Elles respectent les grands principes réglementaires desquels découlent les Conditions de service et les Tarifs. Ces modalités sont également conformes aux décisions de la Régie et des tribunaux judiciaires suivant lesquelles la décision d'une municipalité d'obliger l'enfouissement n'est opposable qu'aux citoyens de cette municipalité. Cette décision ne doit pas être supportée par l'ensemble des consommateurs.

[249] Toutefois, le projet d'entente d'octobre 2012 doit être amendé afin de tenir compte de la correction du crédit de l'offre de référence en aérien présenté à la pièce HQD-3 lors de l'audience ainsi que la modification des taxes applicables. La Régie doit donc annuler la facture du 30 novembre 2012.

[250] En conséquence, la Régie détermine que le montant de la contribution doit se calculer suivant les modalités prévues au projet d'entente de contribution proposée par le Distributeur le 19 octobre 2012, ajusté par le crédit de l'offre de référence en aérien présenté à la pièce HQD-3 ainsi que les taxes applicables.

[251] Cela dit, en raison de la confusion portant sur les droits et obligations des parties découlant de la rédaction des articles 1.1 des Conditions de service et 10.6 des Tarifs, la Régie croit qu'il y aurait lieu de revoir l'exemption prévue à l'article 1.1 des Conditions de service dans un prochain dossier réglementaire.

[252] **Pour ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE partiellement** la plainte du Plaignant;

**ORDONNE** au Distributeur d'annuler la facture du 30 novembre 2012;

**DÉTERMINE** que le montant de la contribution du CUSM doit être établi conformément au projet d'entente de contribution du 19 octobre 2012, sous réserve des ajustements à y être apportés afin de tenir compte des taxes applicables et du crédit pour l'offre de référence en aérien au montant de 1 103 071,41 \$ avant taxes et **ORDONNE** au Distributeur de facturer le Plaignant en conséquence dans les trente jours de la présente décision.

Lise Duquette  
Régisseur

Centre universitaire de santé McGill représenté par M<sup>es</sup> Mark Philips et Yves A. Dubois;  
Hydro-Québec représentée par M<sup>es</sup> Jean-Olivier Tremblay et Simon Turmel.

" L.R.Q., c. R-6.01, article 97.

[2] En vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2012.

[3] En vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2012.

[4] L'une de ces deux lignes est une ligne de relève.

[5] La somme de 325 \$ fait référence à l'allocation en vigueur en 2007.

- [6] Décret 423-2007, 13 juin 2007, G.O.Q. 2008.II, 4 juillet 2007, 139<sup>e</sup> année, n° 27, p. 2692.
- [7] Notes sténographiques (NS), 28 mai 2013, p. 21.
- [8] NS, 28 mai 2013, p. 31 et 32.
- [9] Décret 1006-2008, 15 octobre 2008, G.O.Q. 2008.II, 5 novembre 2008, 140<sup>e</sup> année, n° 45, p. 5834.
- [10] NS, 28 mai 2013, p. 21 à 24.
- [11] Le Groupe immobilier santé McGill (GISM) est composé de SNC-Lavalin et de Innisfree Ltd.
- [12] NS, 28 mai 2013, p.25 et 26.
- [13] Ville de Montréal, Règlement n° 09-023. Ce règlement a été promulgué par l'avis public affiché à l'hôtel de ville et publié dans *Le Devoir* du 6 mai 2009.
- [14] *Ibid*, article 3.
- [15] *Ibid*, article 13.
- [16] NS, 28 mai 2013, p. 120 et 122.
- [17] *Supra*, note 9.
- [18] NS, 28 mai 2013, p. 79.
- [19] NS, 28 mai 2013, p. 116 à 126.
- [20] Le 14 février 2011, le CUSM confirmera au Distributeur que le Pavillon Glen requiert deux lignes principales totalisant 22,25 MVA et une ligne de relève dédiée (DEI, onglet 8).
- [21] Engagement n° 11, interrogatoire préalable du 1<sup>er</sup> mars 2013 de monsieur Lassonde.
- [22] Il s'agit de l'appel de puissance prévu de 20 489 kW plus une marge de 15 %.
- [23] Monsieur Bertomeu était un conseiller du CUSM.
- [24] NS, 28 mai 2013, p. 150.
- [25] Des sommes supplémentaires pourraient être ajoutées selon les travaux jusqu'au point de raccordement.
- [26] En vertu de l'article 30 de la *Loi sur Hydro-Québec* (L.R.Q. c. H-5).
- [27] NS, 29 mai 2013, p. 84.
- [28] Celle-ci devait avoir lieu au plus tôt le 5 décembre 2012 ou à toute autre date convenue entre les parties.
- [29] La plainte devait être déposée avant le 31 décembre 2012.
- [30] Le projet d'entente prévoit également un paiement, sous protêt, de 200 000\$ de la part du CUSM.
- [31] NS, 28 mai, p. 48.
- [32] La facture se compose d'une contribution calculée à 3 563 039,86 \$ plus taxes (TPS :178 151,99 \$ et TVQ : 355 413,22 \$).

- [33] Pièce HQD-3. Avec les taxes, le montant total est de 1 268 256,35 \$.
- [34] NS, 29 mai 2013, p. 10 et suiv. Il s'agit d'un exercice d'ingénierie hypothétique.
- [35] NS, 29 mai 2013, p. 10 et suiv. Il s'agit d'appliquer une formule Distance multipliée par taux unitaire.
- [36] Plan d'argumentation de la demanderesse, par. (vi).
- [37] Pièce HQD-2. Dossier d'examen interne, annexes 4, 10, 15, 22, 30.
- [38] L.Q. 1991, c. 64.
- [39] Plan d'argumentation de la demanderesse, par. 35.
- [40] DEI, annexe 10.
- [41] Plan d'argumentation de la demanderesse, par. 37.
- [42] DEI, annexe 9.
- [43] Pièce P-7, pièce HQD-2.
- [44] DEI, annexe 21 (Lettre du 10 octobre 2012 d'André Lassonde).
- [45] Dossier R-3535-2004, décision 2006-116, p. 47.
- [46] Plainte amendée du CUSM, par. 29 d).
- [47] Dossier R-3535-2004, p. 17.
- [48] Dossier P-110-1057, p. 14.
- [49] Plaidoirie du Distributeur, par. 81.
- [50] Dossier P-110-954, décision D-2005-04 et *Plateau de la Capitale, s.e.n.c. c. Hydro-Québec*, 2006 QCCS 1918 , 10 avril 2006.
- [51] NS, 29 mai 2012, p. 256.
- [52] Dossier R-3535-2004, p. 34.
- [53] *Plateau de la Capitale, s.e.n.c. c. La Régie de l'énergie*, 2006 QCCS 1918 , par. 20.
- [54] Dossier P-110-38, décision D-98-150, p. 6 : « *Cependant l'octroi de "dommages" autres que des dommages compensatoires destinés à remplacer la prestation qui n'a pas été exécutée qui constituent un prolongement du contrat d'abonnement qui lie le distributeur au consommateur, irait beaucoup plus loin que la simple mesure concernant l'application d'un tarif ou d'une condition de fourniture. Si l'on pense simplement à l'octroi de dommages futurs, moraux ou exemplaires qui pourraient être liés à des déficiences dans la livraison d'électricité ou de gaz naturel, on peut s'apercevoir de l'ampleur de la compétence que la Régie s'octroierait, de façon exclusive, en lieu et place des tribunaux de droit commun, et sans qu'aucun droit d'appel ne puisse être exercé par les parties* ».
- [55] Ces modifications sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2008.
- [56] NS, 29 mai 2013, p. 224, 237 à 240; Plaidoirie du Distributeur, p. 2.
- [57] NS, 29 mai 2013, p. 224.



- [58] NS, 28 mai 2012, p. 25 à 28; NS, 29 mai 2013, p. 111, 112, 180, 181, 259, et 260.
- [59] Dossiers P-110-2254 et P-110-2255.
- [60] En vigueur du 1<sup>er</sup> avril 2012 au 31 mars 2013.
- [61] NS, 28 mai 2013, p. 79 et 80.
- [62] Articles 1390 et 1392 C.c.Q.
- [63] *Aylmer (Ville d') c. 174736 Canada Inc.*, 1997 10176 (QC CA), J.E. 97-2185, par. 15 et 16.
- [64] NS, 29 mai 2013, p. 221 et 222.
- [65] Dossier R-3535-2004, p. 17.
- [66] Dossier P-110-1057, p. 11.
- [67] *Supra*, note 65, décision D-2006-116, p. 25.
- [68] Dossier P-110-1057, p. 14.
- [69] L.R.Q., c. H-5.
- [70] Voir les affaires *Ville d'Anjou c. Hydro-Québec (C.A.)* [1994] 206 et *Ville de Montréal c. Commission des services électriques de la Ville de Montréal, (C.A.)* N° 1997 10633 (QC CA), 500-09-001915-941, 14 mai 1997 (jj. Chouinard, Brossard et Nuss).



# DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2016-100

R-3867-2013

23 juin 2016

Phase 1

---

## PRÉSENTS :

Laurent Pilotto  
Louise Pelletier  
Régisseurs

---

**Société en commandite Gaz Métro**  
Demanderesse

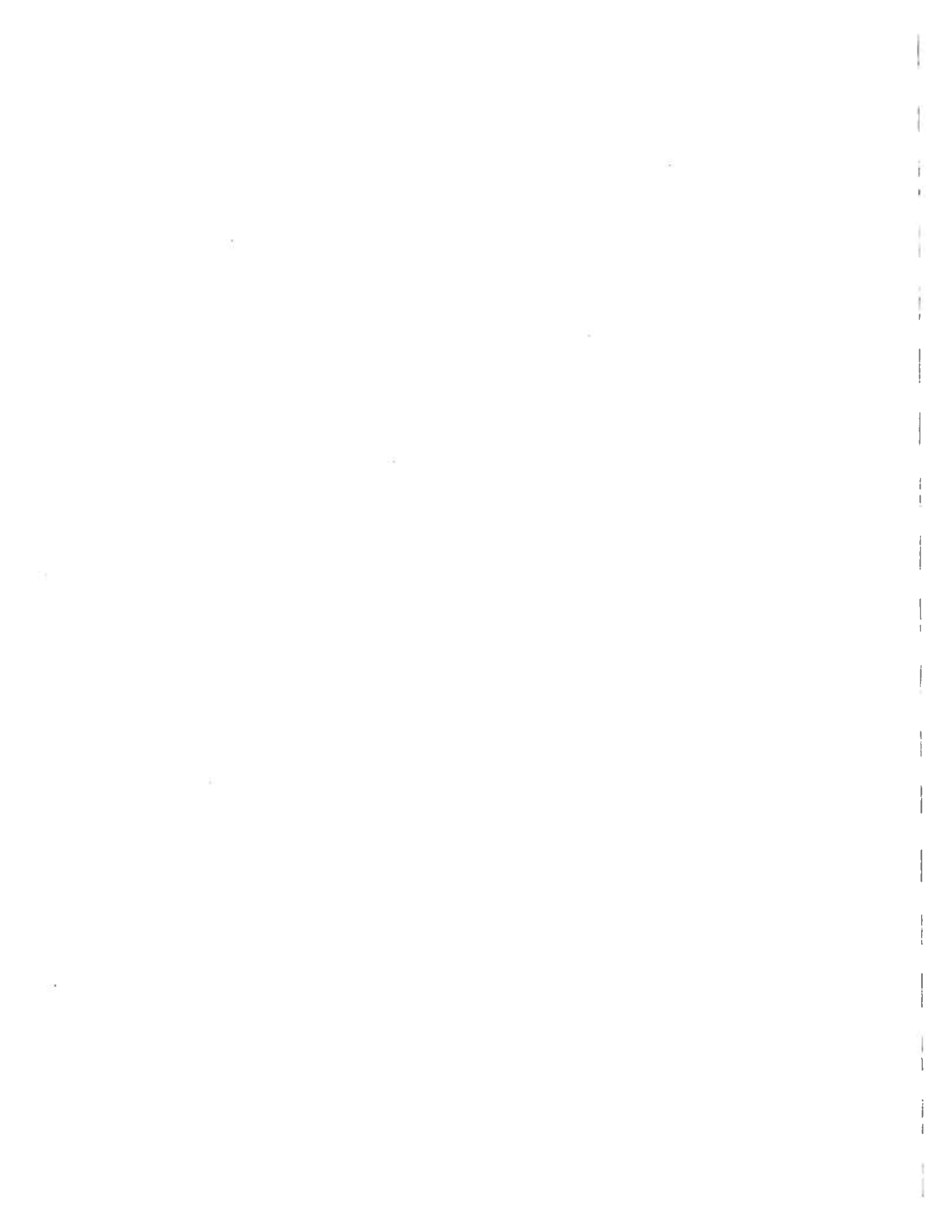
et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision sur le fond et sur les frais des intervenants -  
Phase 1**

*Demande relative au dossier générique portant sur  
l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro*



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20



**Intervenants :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);**

**TransCanada Energy Ltd. (TCE);**

**Union des consommateurs (UC);**

**Union des municipalités du Québec (UMQ).**





## TABLE DES MATIÈRES

<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	7
<b>LISTE DES GRAPHIQUES</b> .....	9
<b>LISTE DES DÉCISIONS CITÉES</b> .....	10
<b>LEXIQUE</b> .....	11
<b>1. INTRODUCTION</b> .....	13
<b>2. CONTEXTE DE LA DEMANDE</b> .....	15
<b>3. OBJECTIFS DE L'ÉTUDE</b> .....	17
3.1 Position de Gaz Métro.....	17
3.2 Position des intervenants.....	18
3.3 Opinion de la Régie.....	18
<b>4. PRINCIPES</b> .....	20
4.1 Position de Gaz Métro.....	20
4.2 Position des intervenants.....	21
4.3 Opinion de la Régie.....	25
<b>5. RÉSEAU DE GAZ MÉTRO</b> .....	30
5.1 Contexte .....	30
5.2 Spécificités régionales.....	32
5.3 Comparaison avec d'autres distributeurs .....	38
<b>6. CRITÈRES DE CONCEPTION DU RÉSEAU</b> .....	43
<b>7. SOUS-FONCTIONNALISATION ET CLASSIFICATION DES CONDUITES PRINCIPALES</b> .....	48



<b>8.</b>	<b>CLASSIFICATION DES CONDUITES DE DISTRIBUTION</b> .....	52
8.1	Composante accès des conduites de distribution – Méthode proposée .....	53
8.2	Composante accès des conduites de distribution – Autres méthodes .....	79
8.3	Méthode retenue par la Régie .....	98
8.4	Simulation de la Méthode retenue et comparaison avec les autres méthodes .....	104
8.5	Allocation régionale ou globale .....	109
<b>9.</b>	<b>FACTEURS DE RÉPARTITION DES CONDUITES PRINCIPALES</b> .....	119
9.1	Facteurs de répartition des conduites de transmission .....	119
9.2	Facteurs de répartition de la composante capacité des conduites d'alimentation et de distribution .....	122
9.3	Facteur de répartition de la composante accès des conduites de distribution.....	126
<b>10.</b>	<b>ALLOCATION DES DÉPENSES D'EXPLOITATION</b> .....	128
10.1	Opération et maintenance du réseau .....	129
10.2	Service à la clientèle.....	135
10.3	Services administratifs et dépenses générales.....	141
10.4	Ventes et marketing.....	147
<b>11.</b>	<b>COÛT DU GAZ PERDU</b> .....	148
<b>12.</b>	<b>PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE</b> .....	150
<b>13.</b>	<b>BASE DE TARIFICATION ET DÉPENSES D'AMORTISSEMENT</b> .....	152
13.1	Branchements .....	154
13.2	Compteurs .....	157
13.3	Installations générales .....	160
13.4	Actifs intangibles.....	160
13.5	Indemnités de départ .....	161

---

13.6	Trop-perçu et écart de revenu annuels .....	161
13.7	Systèmes informatiques .....	163
13.8	Réseau de distribution .....	164
13.9	Contributions.....	165
13.10	Frais des intervenants .....	166
13.11	Rendement sur la base de tarification .....	167
<b>14.</b>	<b>TAXES ET IMPÔTS.....</b>	<b>168</b>
14.1	Taxes foncières – Places d'affaires .....	168
14.2	Taxe sur le réseau.....	168
14.3	Impôt sur le revenu.....	169
<b>15.</b>	<b>MISE À JOUR DE L'ÉTUDE.....</b>	<b>171</b>
<b>16.</b>	<b>FRAIS DES INTERVENANTS.....</b>	<b>172</b>
16.1	Législation et principes applicables .....	172
16.2	Demandes de paiement de frais.....	173
	<b>DISPOSITIF.....</b>	<b>174</b>
	<b>ANNEXE 1.....</b>	<b>176</b>
	<b>ANNEXE 2.....</b>	<b>179</b>

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 15 novembre 2013, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande relative au dossier générique portant sur l'allocation de ses coûts et sa structure tarifaire (la Demande). Le Distributeur demande alors à la Régie, entre autres, d'autoriser la tenue de séances de travail afin d'amorcer l'étude de ce dossier.

[2] Le 6 décembre 2013, la Régie rend sa décision D-2013-193 par laquelle elle autorise la tenue de séances de travail et met en place la procédure de traitement des demandes d'intervention.

[3] Le 30 janvier 2014, la Régie rend sa décision D-2014-011 dans laquelle elle se prononce sur la reconnaissance des intervenants et sur le déroulement procédural du dossier. Elle scinde l'examen du dossier en deux phases : la phase 1 traitera de l'ensemble des méthodes d'allocation des coûts et la phase 2 portera sur la structure tarifaire, l'interfinancement et la stratégie tarifaire.

[4] Le 6 mars 2014, dans sa décision D-2014-038, la Régie reconnaît à messieurs Robert D. Knecht et Paul L. Chernick le statut d'expert-conseil en matière d'allocation des coûts et de tarification pour la participation aux séances de travail. Elle se prononce également sur les budgets de participation des intervenants portant sur les séances de travail de la phase 1 du dossier.

[5] Le 23 juillet 2014, Gaz Métro dépose une demande amendée.

[6] Le 20 août 2014, la Régie rend sa décision D-2014-144 par laquelle elle ordonne à Gaz Métro de déposer un complément de preuve, fixe le calendrier de traitement de la phase 1 et octroie le paiement des frais des intervenants pour leur participation aux séances de travail qui ont eu lieu les 3 et 17 avril ainsi que le 7 mai 2014.

[7] Entre les 16 et 30 septembre 2014, les intervenants transmettent leur budget de participation pour la phase 1.

[8] Le 3 octobre 2014, Gaz Métro formule ses commentaires à l'égard des budgets de participation transmis par les intervenants.

[9] Les 7, 8 et 9 octobre 2014, certains intervenants répliquent aux commentaires de Gaz Métro.

[10] Le 11 novembre 2014, la Régie rend sa décision D-2014-193 par laquelle elle se prononce sur les budgets de participation des intervenants pour le traitement de la phase 1 et ordonne à Gaz Métro de déposer les banques de données détaillées relatives aux conduites principales.

[11] Le 20 novembre 2014, Gaz Métro dépose une demande ré-amendée ainsi qu'un complément de preuve.

[12] Le 19 décembre 2014, la FCEI dépose un budget amendé pour sa participation à la phase 1.

[13] Le 26 février 2015, le GRAME met fin à sa participation à la phase 1 du dossier. Le 27 mars 2015, l'intervenant dépose sa demande de paiement de frais.

[14] L'audience de la phase 1 se déroule du 13 au 17 avril 2015.

[15] Lors de l'audience du 13 avril 2015, la Régie reconnaît messieurs H. Edwin Overcast, Robert D. Knecht et Paul L. Chernick à titre de témoins experts en matière d'allocation des coûts et de tarification, tel que demandé respectivement par Gaz Métro, l'ACIG ainsi que, conjointement, par le ROÉÉ et l'UC<sup>1</sup>.

[16] Comme convenu, les participants présentent leur argumentation finale par écrit. Le Distributeur transmet son document le 24 avril 2015. Les intervenants déposent le leur entre le 30 avril et le 4 mai 2015. La réplique de Gaz Métro est versée au dossier le 7 mai 2015. La Régie entame son délibéré à compter de cette date.

---

<sup>1</sup> Pièce A-0036, p. 14 et 15.

[17] Entre le 13 mai et le 9 juin 2015, l'ACIG, la FCEI, le ROÉÉ, SÉ-AQLPA, l'UC et l'UMQ déposent des demandes de paiement de frais. Gaz Métro commente ces demandes le 16 juin 2015.

[18] Le 11 février 2016, la Régie rend sa décision D-2016-023 dans laquelle elle se prononce sur l'octroi d'une partie des frais réclamés par les intervenants.

[19] Le régisseur Pierre Méthé ayant quitté ses fonctions de régisseur, les deux autres membres de la formation, étant unanimes, procèdent à rendre la présente décision conformément au premier alinéa de l'article 17 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (la Loi).

[20] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur l'étude d'allocation du coût de service de distribution de gaz naturel de Gaz Métro (l'Étude). Elle y traite également des demandes de paiement de frais des intervenants.

## 2. CONTEXTE DE LA DEMANDE

[21] En 1985, la Régie de l'électricité et du gaz rendait l'ordonnance G-429 dans laquelle elle adoptait des principes et mettait en place des méthodes d'allocation du coût de service du Distributeur<sup>3</sup>.

[22] Par la suite, dans sa décision D-97-47, la Régie, tout en réitérant les principes instaurés par l'ordonnance G-429, adoptait certaines modifications aux méthodes d'allocation du coût de service.

[23] En 2010, dans le cadre du dossier tarifaire R-3720-2010, le groupe de travail, constitué aux fins de l'application du Mécanisme incitatif à la performance (Groupe de travail), a demandé à la Régie d'autoriser la tenue de séances de travail au cours desquelles Gaz Métro serait appelée à présenter une démonstration quantitative des résultats des méthodes d'allocation du coût de service.

---

<sup>2</sup> RLRQ, c. R-6.01.

<sup>3</sup> Dossier R-3028-85.

[24] La Régie a autorisé la tenue de ces séances<sup>4</sup> en invitant le Groupe de travail à examiner les liens entre les résultats des méthodes d'allocation et les structures tarifaires pour le service de distribution. Elle demandait également à Gaz Métro de déposer un rapport faisant état des discussions tenues lors des séances de travail et de lui faire part des pistes d'amélioration qui pourraient être apportées aux structures tarifaires. Gaz Métro a fait suite à cette demande dans le cadre du dossier tarifaire 2012<sup>5</sup> en déposant un « Rapport sur l'allocation des coûts, les liens entre les coûts et les tarifs ainsi que la vision tarifaire de Gaz Métro en distribution »<sup>6</sup>.

[25] Par la suite, dans sa décision D-2011-182 rendue dans le cadre du dossier tarifaire 2012, la Régie a demandé à Gaz Métro de compléter sa vision tarifaire et de lui soumettre, entre autres, une analyse plus poussée de l'étude de classification des coûts en fonction de certains éléments plus précis. Elle demandait à cet effet à Gaz Métro de déposer, dans le dossier tarifaire 2013, un rapport d'état d'avancement et de lui proposer un calendrier de réalisation.

[26] Dans sa décision D-2013-106 rendue dans le cadre du dossier tarifaire 2013, lors duquel Gaz Métro a déposé un rapport d'avancement des travaux relatifs à l'allocation des coûts et à la structure tarifaire, la Régie a ordonné que la révision des méthodes d'allocation du coût de service et la vision tarifaire soient traitées dans un dossier générique.

[27] Le présent dossier constitue donc le dossier générique dans lequel sera conduit un examen détaillé des méthodes d'allocation du coût de service de distribution ainsi qu'une revue exhaustive des structures tarifaires du Distributeur.

[28] Comme mentionné par la Régie à l'ouverture de l'audience de la phase 1 du présent dossier, les méthodes d'allocation du coût de service n'ont pas fait l'objet d'un examen en profondeur depuis près de 20 ans.

[29] Néanmoins, en fonction de l'évolution de l'environnement réglementaire, la Régie s'est prononcée à quelques reprises sur des ajouts ou des modifications à ces méthodes.

---

<sup>4</sup> Décision D-2010-144.

<sup>5</sup> Dossier R-3752-2011.

<sup>6</sup> Dossier R-3752-2011, pièce B-0354.



Par exemple, elle a adopté des méthodes d'allocation spécifiques pour répartir les coûts du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)<sup>7</sup>.

[30] La Régie considère que l'examen détaillé des méthodes d'allocation du coût de service est fondamental. Il s'agit d'une étape préalable obligatoire avant d'entreprendre la revue des structures tarifaires et d'envisager de les modifier, ce qui, ultimement, sera l'objectif de la phase 2.

[31] Avant d'en arriver à cette étape, la Régie doit statuer sur les meilleures méthodes d'allocation du coût de service. Il s'agit essentiellement « *de répartir le plus équitablement possible en fonction des liens de causalité les plus solides, la grande tarte des coûts de service entre les différentes catégories de clientèle, sans chercher à savoir par quel moyen et auprès de qui ces coûts seront récupérés, Phase 2* »<sup>8</sup>.

### **3. OBJECTIFS DE L'ÉTUDE**

#### **3.1 POSITION DE GAZ MÉTRO**

[32] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'utilisation des résultats de l'Étude comme point de départ à l'établissement de sa stratégie tarifaire et comme outil permettant de mesurer l'interfinancement que produiraient les taux proposés dans le cadre d'un dossier tarifaire. Conséquemment, il demande à la Régie d'approuver que les résultats de l'Étude soient produits annuellement à partir des données de l'année témoin projetée plutôt qu'aux deux ans à partir des données du budget autorisé de l'année antérieure, comme c'est le cas actuellement.

[33] Le Distributeur projette de transférer tout le processus de production des résultats de l'Étude vers une nouvelle plateforme informatique plus flexible, ce qui permettra d'en alléger la réalisation. Dans ce contexte, il propose que les résultats de l'Étude soient produits annuellement et qu'ils servent de point d'ancrage à l'établissement des tarifs dans le cadre d'un dossier tarifaire. Ainsi, le processus de production de l'Étude devrait être effectué à partir des données projetées proposées au dossier tarifaire plutôt qu'à partir

---

<sup>7</sup> Décision D-2008-140.

<sup>8</sup> Pièce A-0036, p. 9.

des données autorisées de l'année antérieure. Conséquemment, les résultats de l'Étude permettraient de déterminer le degré d'interfinancement que produiront les tarifs proposés plutôt que de constater l'interfinancement associé aux tarifs approuvés lors du dossier tarifaire précédent.

[34] Gaz Métro précise que cette approche est utilisée par plusieurs distributeurs gaziers et d'électricité. Notamment, les distributeurs Enbridge de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick appliquent tous les deux cette approche.

[35] Enfin, Gaz Métro confirme que dans la mesure où les méthodes d'allocation retenues par la Régie dans le présent dossier ne sont pas trop complexes, elle pourra mettre à jour les résultats de l'Étude en fonction de la décision que la Régie rendra annuellement pour établir son coût de service.

### **3.2 POSITION DES INTERVENANTS**

[36] L'ACIG appuie la proposition de Gaz Métro. L'intervenante est d'avis que l'allocation du coût de service constitue l'un des intrants les plus importants que la Régie doit prendre en compte afin d'établir les tarifs de distribution de Gaz Métro pour l'année témoin projetée.

### **3.3 OPINION DE LA RÉGIE**

[37] La Régie est d'avis que les résultats de l'Étude constituent les points d'ancrage de la structure tarifaire du Distributeur. À ces points d'ancrage doit se superposer une segmentation de la clientèle qui reflète le découpage naturel des grandes catégories de clientèles, en fonction de leurs caractéristiques de coût de desserte et de profil de consommation. Cette segmentation doit également bien s'arrimer à la structure des coûts de l'activité de distribution du gaz naturel sur le territoire de Gaz Métro. C'est de cet assemblage, combiné à d'autres considérations plus pragmatiques, que découlera une structure tarifaire viable et pérenne.

[38] La mesure de l'interfinancement entre les différentes catégories de clientèle est un exercice auquel la plupart des régulateurs s'astreignent annuellement. Cet exercice permet

d'établir, sous la forme d'un ratio revenus/coûts, dans quelle mesure les revenus générés par une catégorie de clientèle couvrent les coûts qui lui sont alloués. Comme l'exercice est un jeu à somme nulle, il met en lumière quelle catégorie de clientèle paie pleinement sa part des coûts, laquelle en paie moins et laquelle en paie plus. Bien qu'établi annuellement, ce portrait de la contribution relative de chaque catégorie de clientèle à la couverture de l'ensemble des coûts varie peu dans le temps. Ce portrait est le reflet d'une tendance lourde, difficile à infléchir rapidement, à moins d'imposer des chocs tarifaires importants à certaines catégories de clientèle.

[39] Lorsque vient le temps de choisir une stratégie tarifaire, à court comme à long terme, le degré d'interfinancement est un inquant important, mais il ne peut être le seul déterminant. Le cas échéant, le redressement d'un déséquilibre jugé important dans le degré d'interfinancement peut constituer un objectif poursuivi par le Distributeur et inscrit dans une stratégie tarifaire approuvée par la Régie. Cependant, l'atteinte de cet objectif ne peut être instaurée en dogme et se traduire par des automatismes qui auraient préséance sur le jugement de la Régie en matière de fixation de tarifs justes et raisonnables.

[40] Par ailleurs, il est important de rappeler que des changements d'envergure apportés à la structure tarifaire s'accompagnent habituellement de mesures transitoires qui sont mises en place afin d'assurer une transition harmonieuse et graduelle aux catégories de clientèle les plus affectées par la migration entre l'ancienne et la nouvelle structure tarifaire. Il pourrait donc s'écouler plusieurs années avant que ces mesures transitoires s'éteignent. La stratégie tarifaire qui sera retenue par la Régie au terme de la phase 2 du présent dossier traitera de ces questions.

[41] Pour ces motifs, bien que, *a priori*, la Régie ne s'oppose pas aux objectifs envisagés par Gaz Métro en matière de stratégie tarifaire et de fréquence de production des résultats de l'Étude, elle préfère se prononcer sur ces questions en phase 2, lorsque la preuve aura été complétée à cet égard.

[42] **En conséquence, la Régie réserve à la phase 2 du présent dossier sa décision sur les questions relatives à :**

- l'utilisation de l'Étude comme point de départ à l'établissement de la stratégie tarifaire;
- l'utilisation des résultats de l'Étude sur une base annuelle à partir des données projetées du dossier tarifaire sous examen.

## 4. PRINCIPES

### 4.1 POSITION DE GAZ MÉTRO

[43] Gaz Métro propose de retenir les principes suivants pour établir les méthodes d'allocation du coût de service de distribution :

- la causalité des coûts;
- l'absence de service gratuit;
- le partage juste et équitable des économies et des déséconomies;
- l'identification d'une méthode d'allocation simple, précise, fiable et stable.

[44] Gaz Métro soutient que le principe de causalité des coûts demeure le principe directeur sur lequel l'Étude doit reposer. Elle rappelle que ce principe général a été retenu lors de l'établissement des principes d'allocation du coût de service dans le cadre du dossier R-3028-85 qui a mené à l'ordonnance G-429. Ce principe est intemporel et est tout aussi juste et pertinent qu'il l'était à cette époque. Ainsi, selon ce principe de causalité, les clients qui affectent les coûts de la même façon se verront allouer une même part des coûts.

[45] Gaz Métro partage l'avis de l'expert Overcast selon lequel la causalité des coûts s'apprécie non pas dans une perspective purement statique et historique, c'est-à-dire quel client a généré le coût originalement, mais requiert plutôt de s'interroger sur l'identité des clients qui utilisent actuellement le réseau.

[46] De plus, Gaz Métro appuie la position de l'expert Overcast selon laquelle la méthode d'allocation des coûts doit reposer sur l'évaluation des coûts moyens, même dans le cas où une allocation directe serait possible<sup>9</sup> :

*« The service runs from the main and is straight into my house. I mean, so there's no question that that service serves me and, you know, you talk about direct assignment of costs, for example. That's when you can... if you keep your records the right way, you can literally directly assign every service to every customer. Now, you don't do that. And why wouldn't you directly assign every service to every customer? Well, because the main runs down one side on the street. I'm on*

<sup>9</sup> Pièce A-0036, p. 169 à 171.

*the side on the main... side of the street... the same side of the street as the main. I'll call it the short side service. So my service is maybe fifty feet (50 ft). You live on the other side of the street. You and I have to go across the street, under the street and you're the same fifty feet (50 ft) back from the road but your service is now seventy (70) or eighty feet (80 ft). I probably should use metres, but I can't think in... I can't think in metres, I'm sorry. But, so, you know, are we going to... are we going to have different rates just because I'm lucky enough to have bought a house on the side of the street that the main runs down? And you should pay more because you're across the street? Well, the answer is no. What we do is, we look for cost causation to measure the average cost to serve a group of customers. Okay? So, instead of us having a different rate and a different cost, we say, average footage, seventy (70) and fifty (50) is sixty foot (60 ft) for service and we pay for a sixty foot (60 ft) service on average, if that's the average for the class ».*

[nous soulignons]

[47] Gaz Métro est d'avis que les méthodes d'allocation doivent aussi viser la simplicité même si les modalités d'application peuvent parfois être complexes. Le niveau de précision souhaité doit donc être pondéré en fonction de l'importance des montants en cause et ne pas être si laborieux qu'il compromette l'objectif visé, soit de disposer à chaque année des résultats de l'Étude établis à partir des données de l'année témoin projetée<sup>10</sup>.

[48] Elle mentionne également que la présence d'économies d'échelle est une caractéristique du réseau de distribution gazier qui est reconnue par les experts et estime qu'il est important que la méthode d'allocation retenue en tienne compte.

## 4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[49] L'ACIG n'est pas en désaccord avec les grands principes d'allocation des coûts proposés par Gaz Métro. L'expert Knecht soumet les principes suivants :

- « • *Avoidance of Economic Cross-Subsidies*
  - *Allocated costs should be :*
    - *No less than incremental cost*
    - *No more than standalone cost*

---

<sup>10</sup> Pièce A-0036, p. 36.

- *Cost Causation*
- *Assign Costs Only for Assets Used*
- *Direct Assignment Preferable to Allocation*
- *Stability, Simplicity* »<sup>11</sup>.

[50] L'ACIG n'est pas en désaccord avec les positions prises par Gaz Métro relativement au principe fondamental et prioritaire selon lequel l'étude d'allocation des coûts doit permettre d'allouer le plus fidèlement possible les coûts entre les différentes catégories tarifaires selon le principe de causalité des coûts.

[51] Au soutien de sa position, l'intervenante reproduit un extrait du document de réflexion de Gaz Métro corroborant son approche, comme préconisée par l'expert Knecht :

*« L'exercice d'allocation des coûts demande donc la meilleure compréhension possible de la causalité des coûts. L'approche privilégiée consiste toujours à allouer directement les coûts aux clients qui les ont causés lorsque cela est possible. Parfois, l'information disponible ne permet pas une allocation directe ou la nature des coûts ne permet pas une allocation directe. Lorsque l'allocation directe des coûts n'est pas possible, l'utilisation de facteurs de répartition est requise et c'est le calcul de ces facteurs qui peut être controversé, particulièrement dans le cas de l'allocation de coûts communs, tels les coûts des conduites principales »*<sup>12</sup>. [nous soulignons]

[52] De l'avis de l'ACIG, un corollaire logique de l'approche selon laquelle il est préférable d'allouer directement les coûts aux clients qui les ont causés, lorsque cela est possible, est le principe de la décomposition. À cet égard, l'intervenante réfère à un extrait du document de réflexion de Gaz Métro qui définit ce principe de la façon suivante et qui corrobore l'approche préconisée par l'expert Knecht :

*« [...] aucun client ne devrait avoir à contribuer aux coûts reliés à des portions du réseau qu'il n'utilise pas. Seuls les clients qui utilisent les composantes du réseau devraient contribuer à leurs coûts »*<sup>13</sup>.

<sup>11</sup> Pièce C-ACIG-0038, p. 2.

<sup>12</sup> Pièce B-0006, p. 15, lignes 11 à 17.

<sup>13</sup> Pièce B-0006, p. 13, lignes 22 à 24.

[53] L'ACIG ne conteste pas le principe de l'absence de service gratuit énoncé par la Régie de l'électricité et du gaz en 1985 dans l'ordonnance G-429 et réitéré par la Régie en 1997 dans sa décision D-97-47, selon lequel les clients ne sauraient bénéficier gratuitement d'un service offert par Gaz Métro.

[54] Cependant, l'ACIG considère que, pour que ce principe puisse être appliqué au stade de l'allocation des coûts, il faut que la preuve au dossier révèle que certains coûts sont encourus par Gaz Métro pour desservir un client. Ainsi, si la preuve est plutôt à l'effet que Gaz Métro n'encourt aucun coût pour fournir le service en question, l'intervenante soutient que c'est plutôt lors de l'établissement des tarifs en phase 2 que la Régie devrait décider s'il y a lieu ou non d'imputer une charge quelconque au client concerné afin d'éviter qu'il puisse bénéficier gratuitement d'un service offert par Gaz Métro.

[55] L'ACIG ne conteste aucunement le fait que la méthode d'allocation des coûts retenue doit tenir compte des économies d'échelle importantes qui sont, comme le précise l'expert Overcast, une caractéristique inhérente à un réseau de distribution de gaz naturel.

[56] L'ACIG appuie également la proposition de Gaz Métro à l'effet que la méthode d'allocation des coûts à être retenue par la Régie devrait, autant que possible, être simple, précise, fiable et stable. L'intervenante souligne que les concepts de stabilité et de simplicité font d'ailleurs partie des grands principes directeurs de l'allocation du coût de service retenus par l'expert Knecht.

[57] La FCEI partage les grands principes bien établis en matière d'allocation des coûts énumérés par Gaz Métro, notamment en ce qui a trait à la causalité des coûts, au partage des économies d'échelle ainsi qu'à la stabilité d'une méthode d'allocation.

[58] La FCEI estime que le principe de causalité des coûts est important et que les coûts doivent être alloués en fonction des clients existants. Toutefois, cela n'implique pas d'ignorer la réalité historique du développement du réseau du Distributeur. De l'avis de l'intervenante, puisque le réseau est le résultat d'une somme d'investissements successifs, la causalité des coûts est indissociable de la manière dont les décisions d'investissements ont été prises. Pour la FCEI, il est important de ne pas confondre la recherche du lien de causalité et l'exercice d'allocation des coûts.

[59] À cet égard, considérant que l'objectif ultime est de remodeler la structure tarifaire et la segmentation de la clientèle, la FCEI considère qu'il est important de s'assurer que la méthode d'allocation retenue repose sur des bases solides en matière de respect de la causalité des coûts et que ce lien se maintiendra, quels que soient les changements à venir.

[60] Au chapitre de la causalité, l'expert Chernick mentionne :

*« [...] I think everybody agrees that it's important that cost allocation be based on causality, on what causes the cost. And usually that's linked to how the facilities are used now, but sometimes, in the interest of fairness, it's also necessary to look historically at why do we have this cost »<sup>14</sup>.*

[61] L'expert Chernick souligne également le rôle central du coût moyen dans l'appréciation de la causalité et de l'allocation des coûts.

[62] Enfin, il met la Régie en garde contre une pratique abusive, fréquemment utilisée lorsque le lien de causalité n'est pas clair ou difficile à exprimer, qui consiste à allouer de nombreux coûts en fonction uniquement du nombre de branchements ou de clients. Il considère que les méthodes traditionnelles d'allocation des coûts reposant sur le concept du réseau de taille minimale sont une manifestation de cette pratique. L'expert invite la Régie à ne pas permettre que des coûts, dont la causalité peut apparaître difficile à cerner, soient attribués par défaut au concept d'accès au réseau<sup>15</sup>.

[63] SÉ-AQLPA appuie la recommandation de l'ACIG de privilégier, lorsque cela est possible, l'allocation directe des coûts aux clients qui y sont spécifiquement associés, particulièrement en ce qui a trait aux clients à grande consommation.

[64] Il recommande à la Régie de retenir la notion de causalité des coûts, notamment l'interprétation qui consiste à se demander quels sont les coûts qui permettent de fournir un service donné actuellement, ou plus précisément durant l'année témoin projetée. L'intervenant est d'avis qu'une telle interprétation rejoint les notions de coût de service, d'utilisateur-payeur et d'internalisation des coûts, qui figurent au cœur de l'intention du législateur et de son application par le régulateur<sup>16</sup>.

---

<sup>14</sup> Pièce A-0046, p. 132.

<sup>15</sup> Pièce C-ROEÉ-0053, p. 8.

<sup>16</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0020, p. 33.



[65] Enfin, SÉ-AQLPA soutient que la Régie doit définitivement rejeter l'approche de la causalité historique des coûts comme paradigme d'allocation et ne retenir en lieu et place que les liens de causalité entre les coûts et le service actuellement fourni<sup>17</sup>.

[66] Bien que l'UC soit en accord avec les principes proposés par Gaz Métro, elle constate que cette dernière ne souligne pas directement certains des principes ayant guidé la Régie dans sa décision D-97-47, soit la relation causale la plus directe possible entre les coûts et les clients qui les ont engendrés et un partage juste et équitable des économies et des déséconomies d'échelle. Elle soutient que ces deux principes essentiels sont toujours d'actualité et qu'ils devraient être pris en considération.

[67] L'intervenante est d'avis que, bien qu'il soit important d'identifier les utilisateurs actuels du réseau, il est aussi important de considérer et d'identifier les causes et les clients qui ont été à la source du développement du réseau et qui ont engendré les coûts qui doivent aujourd'hui être examinés et répartis.

[68] Pour l'UC, la relation causale entre les coûts et les clients qui les ont engendrés implique un examen des particularités du réseau de Gaz Métro et de son développement historique et actuel.

[69] L'intervenante considère important de s'assurer que les méthodologies mises en place assurent un partage juste et équitable des économies et des déséconomies entre les diverses clientèles.

[70] L'UMQ rappelle l'importance des principes de coût complet, de causalité et d'absence de service gratuit comme étant trois axiomes fondamentaux. Elle mentionne que même si d'autres principes prévalent, tels, notamment, la simplicité et la robustesse des méthodes d'allocation, ces trois premiers principes lui apparaissent cardinaux pour un dossier générique qui ne revient devant la Régie qu'une fois ou deux par génération.

#### 4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[71] La Régie considère que pour statuer sur les méthodes d'allocation des coûts à retenir, elle doit s'appuyer impérativement sur des principes directeurs. Elle juge que les

---

<sup>17</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0020, p. 41.

principes proposés par Gaz Métro, qui découlent notamment de l'ordonnance G-429 et de la décision D-97-47, sont des principes intemporels et toujours pertinents.

[72] **En conséquence, elle retient les principes suivants :**

- **le respect de la causalité des coûts;**
- **l'absence de service gratuit;**
- **le partage juste et équitable des économies et des déséconomies d'échelle;**
- **l'identification de méthodes d'allocation des coûts qui sont précises, fiables, stables et, dans la mesure du possible, simples d'application.**

[73] Cependant, la Régie ajoute les considérations suivantes à ces principes.

#### 4.3.1 RESPECT DE LA CAUSALITÉ DES COÛTS

[74] La Régie considère, comme l'ensemble des participants au dossier, que l'Étude devrait, autant que possible, reposer sur l'identification des relations de cause à effet. Ainsi, le principe de respect de la causalité des coûts demeure central à toute étude d'allocation des coûts.

[75] Cependant, la Régie constate que bien que ce principe fasse l'unanimité entre les différents participants, son interprétation et son application peuvent varier considérablement d'un participant à l'autre.

##### *Allocation directe*

[76] La Régie rappelle, comme mentionné par l'UC, que dans sa décision D-97-47, elle avait défini le principe de causalité des coûts comme « *la relation causale la plus directe possible entre les coûts et les clients qui les ont engendrés* »<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Décision D-97-47, p. 15.

[77] La Régie maintient ce principe de relation causale la plus directe possible et, en conséquence, retient l'approche préconisée par l'expert Knecht voulant que l'allocation directe soit privilégiée, lorsque possible.

[78] La Régie considère que l'allocation directe est un idéal que le Distributeur devrait viser chaque fois qu'il est atteignable au prix d'un effort raisonnable. D'ailleurs, elle souligne que de façon générale, lorsque l'allocation directe est applicable, les résultats sont difficilement questionnables et donc, généralement peu contestés.

[79] La Régie reconnaît que l'allocation directe peut produire des résultats différents d'un client à l'autre, mais elle permet néanmoins de tenir compte des coûts réellement encourus pour chacun des clients concernés. Ainsi, le recours à une allocation directe augmente la précision des résultats de l'Étude. La somme des informations individuelles par catégorie de clientèle permet, par la suite, d'établir le coût total de l'ensemble des clients de cette catégorie et, par incidence, un coût moyen plus précis.

[80] Enfin, la Régie retient que l'allocation directe repose en général sur peu ou pas d'hypothèse, ce qui est, à son avis, souhaitable. À cet égard, l'expert Overcast évoquait, en audience, le principe du « rasoir d'Occam » et soulignait :

« [...] *make the least number of assumptions that you have to make to get to the right answer* [...] »<sup>19</sup>.

[81] Pour ces motifs, la Régie juge que le recours à une méthode reposant sur un coût moyen plutôt qu'une allocation directe aurait pour conséquence de se priver d'une information réelle et peu contestable. Elle ne retient pas la recommandation des experts Overcast et Chernick d'utiliser le coût moyen lorsque l'allocation directe est possible.

[82] Enfin, la Régie ne peut adhérer à la vision de l'expert Overcast selon laquelle une allocation directe implique nécessairement une tarification par client. En effet, la somme des coûts constatés pour chacun des clients d'une catégorie tarifaire permet d'établir le coût total de cette catégorie tarifaire. C'est donc à partir de ces données que sont, par la suite, établis les coûts moyens par catégorie de clients qui serviront d'assise à la détermination des tarifs. Ce constat avait d'ailleurs été fait par la Régie dans sa décision D-97-47 relativement au fait qu'une répartition des coûts des conduites principales par

---

<sup>19</sup> Pièce A-0044, p. 180 et 181.

région ne se traduirait pas nécessairement en une tarification par région<sup>20</sup>. Cet avis est également partagé par l'expert Knecht<sup>21</sup>.

**[83] En conséquence, la Régie juge qu'il y a lieu de préciser que l'allocation directe doit être privilégiée en tout temps lorsque l'information est disponible ou facilement accessible au prix d'un effort raisonnable.**

### *Causalité et contexte historique*

[84] En cours d'audience, différentes interprétations de l'application du principe de respect de la causalité des coûts ont été exposées dont, notamment, celle questionnant l'opportunité de tenir compte du contexte historique de mise en place du réseau plutôt que de la réalité contemporaine de son utilisation.

[85] D'abord, la Régie souligne que l'Étude porte sur l'allocation du coût de service d'une année témoin projetée entre les différentes catégories de clientèles présentes sur le réseau durant cette même année. Ainsi, l'Étude doit donc être alimentée par des données relatives à cette année projetée.

[86] De plus, pour comprendre et établir les liens de causalité entre les coûts de l'année témoin projetée et les clients utilisant le réseau cette même année, la Régie juge qu'elle doit nécessairement examiner le contexte particulier dans lequel évolue le Distributeur. Elle doit, notamment, examiner les éléments suivants :

- la composition de la clientèle;
- les différents profils de consommation;
- les caractéristiques techniques du réseau de distribution;
- les pratiques du Distributeur en matière de conception et de gestion de son réseau et, plus généralement, de gestion de son entreprise.

[87] La Régie est d'avis que c'est l'examen de l'ensemble de ces éléments qui permet d'identifier les meilleures relations de cause à effet entre les clients qui utilisent le réseau et les coûts encourus par le Distributeur.

---

<sup>20</sup> Décision D-97-47, p. 17.

<sup>21</sup> Pièce A-0046, p. 19 et 20.

#### 4.3.2 ABSENCE DE SERVICE GRATUIT

[88] Le principe de l'absence de service gratuit a été traité en profondeur dans l'ordonnance G-429 et repris dans la décision D-97-47. La Régie considère qu'il est toujours important et pertinent que tous les clients se voient allouer un coût pour les services qu'ils reçoivent et, en conséquence, maintient ce principe.

#### 4.3.3 PARTAGE DES ÉCONOMIES ET DES DÉSECONOMIES D'ÉCHELLE

[89] La mise en place et l'exploitation d'un réseau de distribution gazier est une entreprise intensive en capital. La nature des coûts est principalement de type fixe. Comme mentionné par l'ensemble des participants, des économies d'échelle importantes sont constatées dans ce type d'entreprise. La Régie considère essentiel que l'ensemble des clients du Distributeur partage les économies d'échelle et, le cas échéant, les déséconomies.

#### 4.3.4 PRÉCISION, FIABILITÉ, STABILITÉ ET SIMPLICITÉ

[90] La Régie considère que les principes de précision, fiabilité, stabilité et simplicité des méthodes d'allocation sont importants et qu'ils doivent faire partie des principes à retenir. Contrairement à l'ordonnancement suggéré par le Distributeur, elle est d'avis que le principe de simplicité des méthodes retenues ne doit pas avoir préséance sur la précision, la fiabilité et la stabilité.

[91] En ce qui a trait à la fiabilité et à la stabilité des méthodes, la Régie partage l'avis de l'expert Overcast<sup>22</sup> selon lequel il n'est pas souhaitable que les résultats de l'Étude fluctuent significativement d'une année à l'autre, en l'absence de variations importantes des coûts ou de la composition de la clientèle. Les mises à jour des données ou des paramètres d'une méthode d'allocation ne doivent pas entraîner de fluctuations importantes qui pourraient avoir des conséquences non souhaitables sur la stabilité des tarifs ou la mesure de l'interfinancement.

---

<sup>22</sup> Pièce A-0044, p. 255 et 256.

#### 4.3.5 ARBITRAGE ENTRE LES DIFFÉRENTS PRINCIPES

[92] La Régie reconnaît que les méthodes d'allocation du coût de service constituant l'Étude peuvent difficilement satisfaire l'ensemble des principes énoncés précédemment et que, parfois, un arbitrage entre eux est requis. Elle juge que le respect de la causalité des coûts doit avoir préséance. Elle note cependant que la disponibilité des données, l'ampleur des montants à allouer ou la difficulté à exprimer la relation causale peut conduire à prioriser un principe plutôt qu'un autre. Elle estime que ces arbitrages doivent se faire au cas par cas et en toute transparence et qu'il lui est impossible de définir *a priori* une règle générale d'application. Il appartient à la Régie d'effectuer ces arbitrages.

### 5. RÉSEAU DE GAZ MÉTRO

[93] Avant d'étudier les différentes propositions en matière d'allocation des coûts des conduites principales, la Régie juge opportun de préciser le contexte dans lequel évolue le Distributeur, afin d'établir les meilleurs liens de causalité possibles entre les coûts de distribution et les catégories de clients auxquelles ils sont alloués.

[94] La Régie présente d'abord un portrait global de l'ensemble du réseau et de la clientèle du Distributeur. Elle examine ensuite les spécificités régionales du réseau. Enfin, elle compare le réseau de distribution de Gaz Métro et le profil de consommation de sa clientèle avec d'autres distributeurs gaziers nord-américains.

#### 5.1 CONTEXTE

[95] Selon les données au dossier tarifaire 2014, Gaz Métro dessert 196 191 clients consommant un volume annuel de  $5\,608\,10^6\text{m}^3$ <sup>23</sup>. Le réseau des conduites principales est constitué de  $10\,375\text{km}^2$ <sup>24</sup> totalisant une valeur nette historique à la base de tarification de  $898\text{M}\$$ <sup>25</sup>. Ainsi, le volume moyen consommé annuellement par chaque client est

---

<sup>23</sup> Pièce B-0045, p. 14.

<sup>24</sup> Pièce B-0006, p. 26.

<sup>25</sup> Pièce B-0097, p. 14 et 15.

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2016-126	R-3867-2013	4 août 2016
Phase 2		

---

**PRÉSENTS :**

Laurent Pilotto  
Marc Turgeon  
Louise Pelletier  
Régisseurs

---

**Société en commandite Gaz Métro**  
Demanderesse

et

**Intervenants à la phase 1 dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision procédurale – Avis public**

*Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro*

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60  
61  
62  
63  
64  
65  
66  
67  
68  
69  
70  
71  
72  
73  
74  
75  
76  
77  
78  
79  
80  
81  
82  
83  
84  
85  
86  
87  
88  
89  
90  
91  
92  
93  
94  
95  
96  
97  
98  
99  
100



**Intervenants à la phase 1 :**

**Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);**

**TransCanada Energy Ltd. (TCE);**

**Union des consommateurs (UC);**

**Union des municipalités du Québec (UMQ).**

**LISTE DES DÉCISIONS CITÉES**

<b>Décision</b>	<b>Dossier</b>	<b>Nom du dossier</b>
D-97-47	R-3323-95	Demande de Société en commandite Gaz Métro pour faire approuver des modifications à la méthode d'allocation du coût de service applicable à un distributeur (Article 20, alinéa 3 de la Loi sur <i>la Régie du gaz naturel</i> , L.R.Q., R-8.02] et depuis le 2 juin 1997 Articles 25, alinéa 1 et 32, alinéa 2 de la Loi sur <i>la Régie de l'énergie</i> , L.Q. 1996, c. 61]
D-2012-175	R-3809-2012	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2012
D-2013-064	R-3840-2013	Demande de Gazifère Inc. relative à l'ajout d'une exclusion (facteur Y) à la formule de mécanisme incitatif, à la fixation d'un taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire pour l'année témoin 2014, à la fermeture réglementaire des livres pour la période du 1 <sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2012, à l'approbation du plan d'approvisionnement pour l'exercice 2014 et à la modification des tarifs à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2014
D-2013-106	R-3809-2012 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2012
D-2013-193	R-3867-2013	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
D-2014-011	R-3867-2013	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
D-2014-064	R-3837-2013 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2013
D-2014-144	R-3867-2013	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro
D-2014-193	R-3867-2013	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro

---

<b>Décision</b>	<b>Dossier</b>	<b>Nom du dossier</b>
D-2014-201	R-3879-2014 Phase 2	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2014
D-2015-181	R-3879-2014 Phase 3 et 4	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2014
D-2016-090	R-3970-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement et de modification des Conditions de service et Tarif de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2016
D-2016-100	R-3867-2013	Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro



### *Flexibilité opérationnelle*

[50] Dans le cadre du dossier tarifaire 2016<sup>5</sup>, Gaz Métro a déposé sa réponse au suivi requis par la Régie dans les décisions D-2012-175<sup>6</sup> et D-2014-064<sup>7</sup> relatif à la flexibilité opérationnelle en cours de journée, considérant une structure d'approvisionnement dont le point de référence est Dawn.

[51] Dans sa décision D-2015-181<sup>8</sup>, la Régie a pris acte de la stratégie de Gaz Métro pour assurer la flexibilité opérationnelle et a reporté l'examen de la méthode d'évaluation des coûts au présent dossier.

[52] Gaz Métro dépose donc à nouveau la stratégie soumise précédemment, en ayant pris soin, toutefois, d'y mettre à jour les informations concernant le contexte actuel des sources d'approvisionnement.

[53] Gaz Métro demande à la Régie d'approuver la méthode d'évaluation des coûts de flexibilité opérationnelle.

### **3.2 OPINION DE LA RÉGIE**

[54] Dans la présente décision, la Régie approuve l'élargissement de la portée du dossier afin de permettre un examen en profondeur de l'ensemble des éléments constituant les méthodes d'allocation des coûts et de tarification des services de fourniture, de transport et d'équilibrage. Elle traitera également des suivis découlant de décisions antérieures qui ont trait aux tarifs et aux conditions de service associés à ces services, ainsi que de la révision de l'offre de service interruptible.

[55] Pour encadrer un tel examen, la Régie juge que les principes énoncés dans la décision D-2013-106 et reconduits dans la décision D-2014-011, relativement à la révision de l'allocation des coûts et des tarifs du service de distribution, doivent s'appliquer également en l'instance.

---

<sup>5</sup> Dossier R-3879-2014.

<sup>6</sup> Dossier R-3809-2012, p. 22, par. 93.

<sup>7</sup> Dossier R-3837-2013 Phase 2, p. 24, par. 89.

<sup>8</sup> Dossier R-3879-2014 Phase 2, p. 66 à 71.

« [571] La Régie considère que la vision tarifaire englobe les éléments fondamentaux de la fonction de distributeur de gaz naturel, à savoir, la stratégie tarifaire dans son ensemble, depuis l'étude d'allocation des coûts, en passant par la segmentation de la clientèle et les modifications aux structures tarifaires, jusqu'à l'examen de l'interfinancement. La refonte en profondeur des tarifs et de la stratégie tarifaire est un exercice effectué très rarement. En conséquence, les solutions retenues doivent être conçues pour durer. La Régie est d'avis qu'un tel exercice doit être effectué avec rigueur.

[572] La Régie considère qu'il existe une chronologie à respecter dans l'élaboration de la vision tarifaire. À cet effet, elle est d'avis que le point de départ doit être l'étude de répartition des coûts »<sup>9</sup>.

[nous soulignons]

[56] En conséquence, la Régie s'attend à ce que l'allocation des coûts, les tarifs et les conditions de service relatifs aux services de fourniture, de transport et d'équilibrage fassent l'objet d'un examen rigoureux dans le cadre de la phase 2.

### 3.2.1 ÉTUDE D'ALLOCATION DES COÛTS

[57] L'étude d'allocation des coûts de fourniture, de transport et d'équilibrage (l'Étude FTÉ) permet de répartir les coûts prévus au plan d'approvisionnement entre les différentes catégories de clientèles. En vertu des principes retenus par la Régie en phase 1, l'Étude FTÉ doit refléter le mieux possible les liens de causalité entre les besoins d'une catégorie de clientèle et les outils d'approvisionnement contractés pour satisfaire ces besoins.

[58] La Régie considère qu'à cet égard, la preuve déposée par le Distributeur est incomplète et insuffisante. En effet, cette preuve doit présenter de manière détaillée les données relatives à ces liens de causalité entre les besoins à satisfaire et les outils contractés à cette fin.

---

<sup>9</sup> Dossier R-3809-2012 Phase 2, p. 124.

[59] De plus, la Régie est d'avis que l'Étude FTÉ complète doit non seulement permettre la fonctionnalisation des coûts entre les différents services, mais également conduire à leur classification et leur répartition entre les différentes catégories de clientèles. Elle note que la preuve du Distributeur ne couvre que la fonctionnalisation des coûts.

[60] **La Régie juge donc que des compléments de preuve doivent être déposés par Gaz Métro de manière à ce qu'une Étude FTÉ complète soit présentée en preuve.**

### *Compléments de preuve*

[61] La Régie ordonne au Distributeur de compléter sa preuve en utilisant les données du plan d'approvisionnement 2017 (le Plan)<sup>10</sup>. Elle est consciente que ce Plan n'a pas encore été approuvé. Cependant, il est établi en utilisant Dawn comme point d'approvisionnement de référence pour 11 mois sur 12. Il offrira donc une perspective plus représentative de la structure des coûts d'approvisionnement des prochaines années.

[62] Le Distributeur devra présenter, pour chacun des outils prévus au Plan, les informations détaillées suivantes :

- caractéristiques intrinsèques des outils (capacité disponible par jour et par année, capacité d'entreposage, de retrait et d'injection, de liquéfaction et de vaporisation, durée contractuelle, etc.);
- caractéristiques économiques des outils (coût fixe, coût variable, coût d'espace, de retrait et d'injection, coût de liquéfaction et de vaporisation, coût total de l'outil, coût unitaire de l'outil, etc.).

[63] Le Distributeur devra également fournir, pour chacune des catégories et sous-catégories tarifaires apparaissant à la pièce B-0039, les besoins des clients utilisés aux fins de l'établissement du Plan. Le Distributeur devra présenter et justifier les hypothèses qu'il retient au soutien de la segmentation retenue, en tenant compte du niveau de désagrégation des données utilisées dans le Plan. Les besoins des clients devront notamment inclure les informations suivantes :

---

<sup>10</sup> Présenté dans le cadre du dossier R-3970-2016, pièce B-0176.

- les volumes annuels;
- les volumes en été;
- les volumes en hiver;
- les besoins associés à la journée de pointe;
- les besoins associés à l'hiver extrême;
- les coefficients d'utilisation (CU);
- les volumes interrompus;
- les volumes GAI<sup>11</sup>;
- les volumes GAC.

[64] Le Distributeur devra aussi expliquer de manière détaillée en quoi les méthodes d'allocation qu'il propose permettent d'établir un lien de causalité entre les besoins des clients et les outils retenus dans le Plan.

[65] Le Distributeur devra également préciser en quoi la complémentarité ou la non-complémentarité des profils de consommation des différentes catégories de clientèles ont un impact sur :

- les économies ou déséconomies d'échelle associées aux coûts des outils retenus dans le Plan;
- le partage de ces dernières entre les différentes catégories de clientèles.

[66] De plus, la Régie ordonne au Distributeur de déposer un document dans lequel sera présentée l'Étude FTÉ complète, élaborée selon les méthodes actuelles et, dans un autre document, l'Étude FTÉ complète élaborée selon les méthodes proposées. Ces deux documents devront être déposés sous format papier (11 x 17 pouces) et sous format fichier Excel et contenir les informations suivantes :

- les méthodes de fonctionnalisation, de classification et de répartition de chacun des services selon la même segmentation que celle présentée aux pièces B-0039 et B-0040;

---

<sup>11</sup> Gaz d'appoint pour éviter une interruption.



- les résultats de la répartition des coûts;
- les facteurs de répartition;
- le niveau d'interfinancement entre les différentes catégories de clientèles pour chacun des services.

[67] Le Distributeur devra présenter et commenter l'impact des modifications qu'il propose aux méthodes d'allocation des coûts par rapport aux méthodes actuellement en vigueur.

### *Service interruptible*

[68] En ce qui a trait à l'offre de service interruptible, la Régie ordonne au Distributeur, avant d'établir un tarif, d'évaluer ce qu'il lui en coûte en matière de fourniture, de transport et d'équilibrage pour alimenter un client interruptible.

[69] Dans cet exercice, le Distributeur devra aussi identifier, pour chacune de ces composantes, le cas échéant, les coûts évités attribuables à cette catégorie de clientèle.

### *Flexibilité opérationnelle*

[70] La Régie ordonne également au Distributeur de déterminer une nouvelle fonction dans laquelle seront versés les coûts associés à la flexibilité opérationnelle. Lorsqu'il isolera les coûts associés à cette fonction, le Distributeur devra faire le lien entre la preuve déposée dans le cadre du présent dossier et les éléments de preuve déposés dans le cadre des dossiers R-3720-2010<sup>12</sup> et R-3752-2011<sup>13</sup>. Dans cet exercice, le Distributeur devra notamment identifier les volumes d'entreposage requis pour les besoins de flexibilité opérationnelle ainsi que les coûts qui y sont associés.

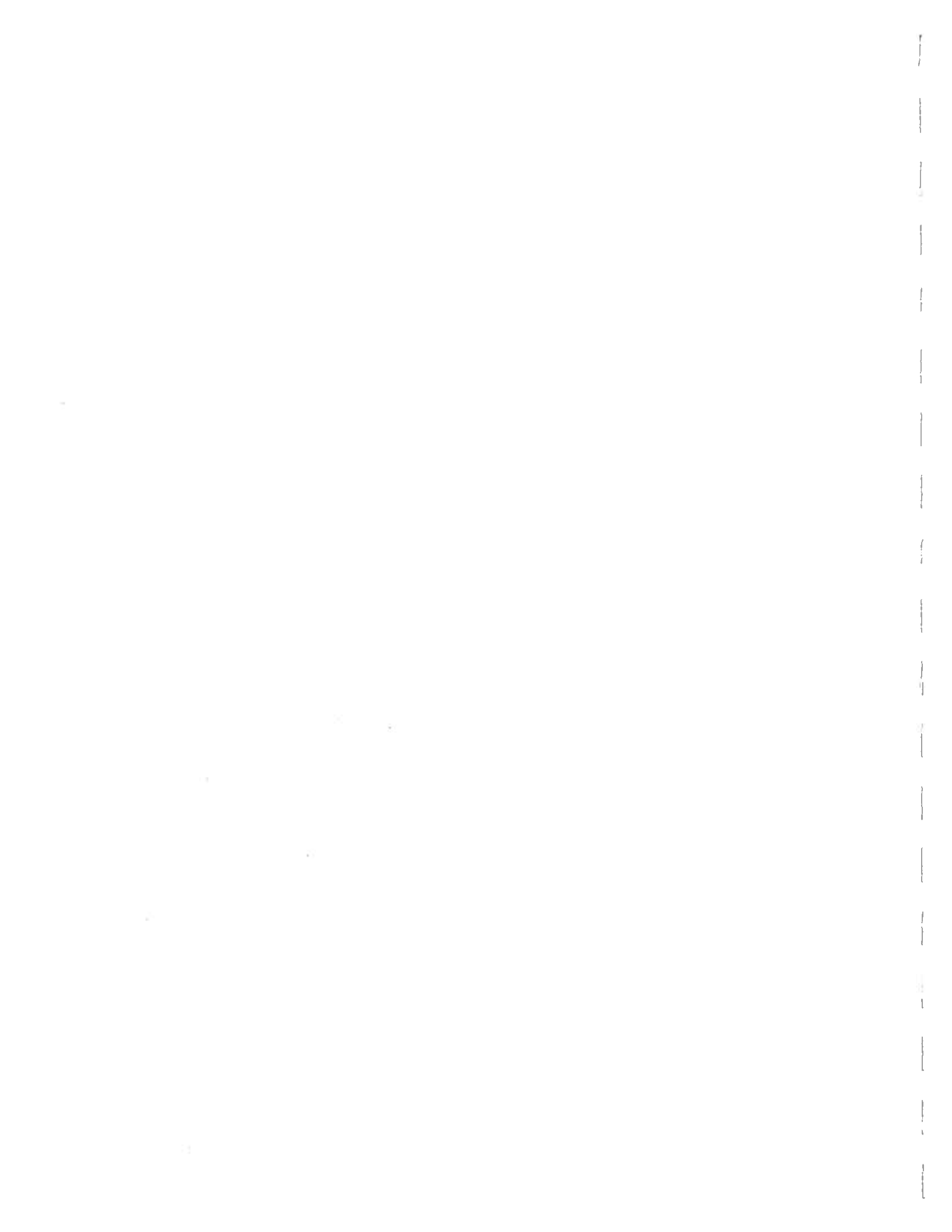
### *Autres sujets*

[71] La Régie considère opportun que ce complément de preuve sur l'allocation des coûts des services de fourniture, de transport et d'équilibrage soit bonifié d'un balisage

---

<sup>12</sup> Pièce confidentielle B-7, Gaz Métro 4, document 16.

<sup>13</sup> Pièce confidentielle B-0045.





**Ontario Energy Board  
Commission de l'énergie de l'Ontario**

**DECISION WITH REASONS**

**EB-2016-0004**

**ONTARIO ENERGY BOARD GENERIC  
PROCEEDING ON COMMUNITY EXPANSION**

**BEFORE: Ken Quesnelle**  
Presiding Member and Vice Chair

**Cathy Spoel**  
Member

**Paul Pastirik**  
Member

**November 17, 2016**

This page was left intentionally blank.

**TABLE OF CONTENTS**

**1 INTRODUCTION, SUMMARY OF FINDINGS AND DECISION FORMAT ..... 2**

**2 THE PROCESS ..... 6**

**3 BACKGROUND ..... 7**

**4 ISSUES ..... 10**

**5 PROPOSALS AND OTHER EVIDENCE ..... 11**

**6 OEB FINDINGS ..... 17**

**7 ORDER ..... 32**

**Appendices:**

- Appendix A – List of Intervenors
- Appendix B – Issues List
- Appendix C – Summary of Position of Parties
- Appendix D – Procedural Order No.3

This page was left intentionally blank.

# 1 INTRODUCTION, SUMMARY OF FINDINGS AND DECISION FORMAT

## Introduction

This proceeding is a generic hearing convened by the Ontario Energy Board (OEB) to establish a framework within which natural gas service could be expanded to communities in the province of Ontario that are not currently served.

In the 2013 Long-Term Energy Plan, the Government of Ontario signaled that it would look at opportunities to expand natural gas service within the Province to areas that are not currently served. To support the Government's policy objectives, the OEB began meeting with gas distributors, new service providers, consumer groups and other stakeholders to better understand the regulatory barriers, if any, to gas expansion.

In a February 17, 2015 letter to the Chair of the OEB, the Minister of Energy encouraged the OEB to continue to move forward on its plans to examine opportunities to facilitate access to natural gas services to more communities.

On February 18, 2015, the OEB invited parties with the appropriate technical and financial expertise to apply for approvals for expansion projects, and to propose, within those applications, the regulatory flexibility or exemptions from current requirements that would facilitate these expansions.

Union Gas Limited (Union) filed an application (EB-2015-0179) in July 2015 for approval to provide natural gas service to a number of unserved communities. Union proposed various alternative approaches to recover the revenues required to fund the capital investment required for these expansions, as they are uneconomic using the existing criteria.

In that application the OEB determined that it would first address the proposed funding mechanism, leaving the related leave to construct applications to be heard once a funding mechanism was established.

At the Pre-Hearing Day on December 18, 2015, a number of parties submitted that the issues in the proceeding and the evidence they proposed to file had broader implications and raised public policy issues. The OEB agreed that the issues raised by

the parties were common to all gas distributors and new entrants seeking to provide gas distribution services and accordingly established this generic proceeding.

The OEB adjourned Union's application (EB-2015-0179) with the intention of proceeding with it at the conclusion of this generic hearing. The OEB has issued a procedural order for Union's application concurrent with this Decision.

### **Summary of Findings**

Natural gas service is widely available in many parts of Ontario. It is used extensively to heat homes and businesses, and to fuel many industrial applications. Having access to natural gas will often lead to economic benefits, primarily through reduced fuel costs.

Despite the benefits of natural gas, there are still areas of the province that are not being served. In most cases, these are rural and/or remote communities where there are challenges to building out natural gas infrastructure (primarily pipelines) in an economic way. Although the costs of building the infrastructure can be high, so too can the benefits of having access to natural gas. Despite some of the high up-front costs, it appears that for many communities the economic benefits of having natural gas would greatly outweigh these costs.

In spite of this, many of these communities are not being served under the existing framework. Clearly, there are barriers. The purpose of this proceeding is to assess what these barriers are, and to determine what steps, if any, can be taken to overcome them.

At the OEB's invitation, parties proposed a variety of measures that could lead to expanded gas service. These included surcharges for new customers, financial contributions from municipalities, subsidies provided by existing customers, funding from other levels of government, and competition in the form of new entrants to the gas distribution business.

Under the existing framework, utilities are generally only permitted to expand to communities where the incremental revenues that will be generated from the expansion will, over time, cover the costs of the expansion. If the revenues do not recover the costs over time, an up-front payment in the form of a capital contribution will be required from new customers. This ensures that existing customers do not have to pay higher rates to subsidize the extension of natural gas service to new communities. This is



known as the “benefits follow costs” principle, and has been used for many years in Ontario and other jurisdictions.

Utilities are also required to charge customers that are in the same rate class the same rate. Under the existing framework, for example, it is not open to a utility to charge customers in a potential expansion community a higher rate than existing customers in the same rate classification. The result of this is that many communities are not served because, at existing rates, the revenues from the expansion would not cover the costs. This prevents expansion to communities even where the economic benefits of expansion to the community greatly exceed the costs of expansion, even at a higher rate.

The OEB has determined that this is one of the primary barriers to expansion, and it will therefore allow utilities to charge “stand alone” rates to new expansion communities. The evidence shows that for many communities a higher gas distribution rate would be more than offset by the savings these customers would realize over time by converting to natural gas. This is true even when one considers the costs of conversion, such as a new or modified furnace.

Where funding from municipal, provincial, or federal sources is available, the OEB expects the utilities and the communities to use this funding to lower the cost to customers. The OEB will also make changes to its processes relating to the granting of Municipal Franchise Agreements and Certificates of Public Convenience and Necessity that it expects will facilitate competition for gas distribution to new communities.

The other chief measure proposed to enable more expansions was a subsidy from existing customers. The OEB has determined that this is not appropriate. As noted above, the economic benefits of expansion to many communities are much greater than the costs. This approach would also distort the market to the detriment of existing energy services that compete with gas, such as propane, and new gas distributors who do not have an existing customer base. Under these circumstances, it would not be appropriate to require existing customers to pay for a portion of any expansion. The communities that receive the benefit will be the ones paying the costs.

**Decision Format**

The format of this decision is intended to provide the OEB's determinations and present a record of the proceeding in a concise and yet comprehensive fashion. Given the diverse interests represented in this hearing and the broad range of issues, a large record of evidence and submissions has been created. As explained later in the Issues section, the significance of some issues is either diminished or has been eliminated due to the OEB's determinations on some pivotal matters. A summary of the submissions on all of the issues identified at the commencement of the proceeding is attached as Appendix C.

The numbered sections that follow provide:

2. An explanation of the process that was followed in the hearing and a description of the types of interests that were represented;
3. A brief high-level general background on gas expansion and required approvals;
4. An identification of the issues dealt with in this decision and an explanation of why the number of issues has been reduced;
5. A summary of the proposals submitted by Union, Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge) and the evidence submitted by other parties; and
6. The OEB's findings on the issues.

## 2 THE PROCESS

The OEB decided to adjourn Union's application until the completion of this generic hearing. Union's application and evidence were made part of the record of this proceeding and intervenors in Union's proceeding were deemed to be intervenors in this proceeding.

The OEB issued a Notice of Hearing for this proceeding on February 5, 2016. In Procedural Order No. 2, issued on March 9, 2016, the OEB provided an Issues List for the proceeding and set out the process for filing evidence and discovery of that evidence. The Issues List is attached as Appendix B.

The OEB held an oral hearing from May 5, 2016 until May 13, 2016. A number of parties called evidence.

The OEB issued Procedural Order No. 3 on May 30, 2016 providing for two rounds of submissions by all parties with specific requests for responses to certain matters. Procedural Order No. 3 is attached as Appendix D.

Numerous parties representing a broad range of interests participated in the hearing. These included:

- Union and Enbridge, existing gas distributors with specific expansion proposals;
- Municipalities interested in gas expansion by Union and/or Enbridge;
- EPCOR, a distributor new to Ontario which proposes to serve areas in South Bruce;
- The South Bruce municipalities, proposed to be served by EPCOR, and Greenfield Specialty Alcohols Inc., a potential EPCOR customer
- Canadian Propane Association, Parkland Fuel Corporation, Ontario Geothermal Association which do or may provide other fuels in areas not currently served by natural gas
- Representatives of residential, commercial, industrial and institutional ratepayers,
- First Nations communities in southern and northern Ontario

The full list is attached as Appendix A.

### 3 BACKGROUND

The natural gas distribution system has developed and grown over many decades in Ontario. Many factors contribute to the placement and growth pattern of the system. The economics of expansion are based primarily on the proximity of a proposed expansion area to the existing distribution and transmission system and the potential number of customers that may use the system. These two components drive both the cost to expand the system (distance adds costs) and the potential for revenues to offset those costs (more customers, more revenue).

The OEB devised a method of assessing the economics of distribution expansion projects in 1998 in a process known as E.B.O. 188. E.B.O. 188 describes the economic test that is to be used to ensure that on an overall basis, system expansions are not subsidized by existing customers.

At a high level, the E.B.O. 188 “test” is simple. The revenues from the proposed expansion are forecasted using the utility’s existing rates. These revenues are measured against the costs of the expansion. On an overall portfolio basis, the revenues from the expansions must be at least as high as the costs. This ensures that existing ratepayers do not subsidize the costs of new expansion customers.

A key feature of the E.B.O. 188 assessment tool is that a portfolio of projects can be aggregated and tested as a whole. This allows the natural gas distributor to propose a portfolio of expansion projects, some that are more costly and others that are less so. However, no one project can proceed unless, using existing distribution rates and forecasted attachments, it will recover at least 80 percent of the costs over the life of the project. The entire portfolio of projects will have to at least recover its costs.

In cases where less than 80 percent of costs of an individual project are expected to be recovered, the natural gas distributor may ask new customers for a contribution in aid of construction to offset the additional costs and limit the amount of the subsidy from other customers.

E.B.O. 188 has generally been very successful in facilitating the expansion of natural gas service. Both Enbridge and Union connect tens of thousands of new customers to their systems every year. As noted above, however, it has been much less successful in encouraging expansion to rural or remote areas.

There are a number of other existing regulatory requirements for expansion of the system:

### **Municipal Franchises Act**

Before a utility can provide gas distribution service, it must comply with the provisions of the Municipal Franchises Act. These include the entering into of a franchise agreement with the municipality and having it approved by the OEB, and obtaining a Certificate of Public Convenience and Necessity for the construction of facilities from the OEB.

The Municipal Franchise Agreement deals primarily with the relationship between the municipality and the gas distributor with respect to such issues as the use of the municipal road allowance for the construction of the facilities. It does not grant exclusive rights to the gas distributor, though in most cases only one utility will hold a franchise agreement for any particular area. As a result of municipal reorganizations and consolidations, different parts of some municipalities are served by different gas distributors.

In some areas without gas service, there is already a franchise agreement and a Certificate of Public Convenience and Necessity as historically these often apply to an entire municipality even if a portion of it has not received gas service. In these cases, the OEB's practice has been not to require any further approvals for the incumbent distributor under the Municipal Franchises Act to expand the gas system in a municipality.

### **Leave to Construct**

Construction of a natural gas distribution line that meets any of the following criteria requires that a gas distributor apply for a leave to construct and secure approval from the OEB (OEB Act section 90):

- The diameter of pipeline is 12 inches or greater
- An operating pressure greater than 2,000 kilopascals
- The cost of the project is greater than \$2,000,000
- The length of the pipeline exceeds 20 kilometers

**E.B.O. 134**

E.B.O. 134 directs all natural gas distributors on the manner of assessing the feasibility of natural gas **transmission** projects. In cases where the costs of these expansion projects exceed an amount covered by the existing rates, other public interest factors may also be considered.

## 4 ISSUES

The Issues List established by the OEB in advance of the hearing provided a useful framework for organizing the proceeding. Some of the issues identified in advance were provisional in nature in that their relevance depended on OEB findings on other issues. For example, the question of whether or not the OEB has the authority to establish a universal fund to subsidize expansion projects is moot if the OEB determines that such a fund is not required or not appropriate irrespective of its authority.

This decision addresses the issues that remain pertinent in light of the determinations on key matters such as those highlighted above.

## 5 PROPOSALS AND OTHER EVIDENCE

This section provides summaries of the proposals by Union and Enbridge and the evidence of other parties.

Union and Enbridge, the existing distributors who participated actively in the proceeding, made a number of proposals that would overcome the constraints imposed by E.B.O. 188.

They involved contributions from the following sources: the new customers, municipalities where these customers are located, and existing customers of their systems.

Union proposed the following framework:

- Customers who attach to the system would pay a Temporary Expansion Surcharge (TES) rate of \$0.23 / m<sup>3</sup> for 4 to 10 years, depending on the economics of each project. Union proposed not to implement a TES for contract customers.
- Municipalities would contribute through an Incremental Tax Equivalent (ITE) mechanism which is in effect a refund of the additional property tax revenue it will receive as a result of the installation of the new gas distribution pipelines. Union proposed that the term of the ITE would match the term of the TES.
- All other Union customers would contribute through a subsidy as the proposed projects do not recover the required revenue even with the TES and ITE. Union further proposed that it also be exempt from E.B.O. 188 guidelines. Union proposed that individual community expansion projects be allowed to proceed at a Profitability Index (PI) of 0.4 or greater, and that the community expansion projects be exempted from E.B.O. 188 Investment Portfolio and Rolling Project Portfolio requirements. The estimated bill impact for existing ratepayers if the 29 community expansion projects Union has identified were to proceed, ranges from \$1 to \$4 per year for the average residential customer in Union North and Union South. Union also proposed to limit the cumulative rate impacts on existing customers to a maximum of \$2 per month (\$24 per year) for all system expansion projects it undertakes.



Enbridge proposed the following:

- A System Expansion Surcharge of \$0.23/m<sup>3</sup> (similar to TES proposed by Union) for up to 40 years or until the project achieves a PI of 1.0. Enbridge proposed to collect the surcharge from all customer classes in the expansion area.
- An ITE proposal similar to Union's with a maximum term of 10 years.
- Enbridge proposed the creation of an additional portfolio specifically for community expansion projects. The Community Expansion Portfolio would be managed so that it maintained a PI of 0.5 or greater for all community expansion projects.
- Enbridge also proposed an exemption from E.B.O. 188 that would allow individual community expansion projects to proceed at a PI of less than 0.8. Enbridge did not propose a minimum threshold PI for individual projects.

Enbridge's evidence was that it could complete approximately 39 community expansion projects using this framework, providing natural gas service to approximately 16,000 homes and businesses in the first 10 years at a total capital cost of approximately \$410 million. The estimated existing ratepayer impact associated with the proposal over the first ten years ranges from a rate reduction of \$0.16 to an increase of \$3.98 per year with the cumulative bill impact reaching a maximum of \$10.39 per year in the ninth year for existing customers.

### **Evidence of other Parties**

#### **EPCOR Utilities Inc.**

EPCOR Utilities Inc. (EPCOR), as a potential new entrant, filed expert evidence of Adonis Yatchew.

EPCOR recently signed franchise agreements with the municipalities of Arran-Elderslie and Kincardine and the Township of Huron-Kinloss (collectively referred to as South Bruce) to provide natural gas distribution service. Union also included these municipalities in its proposed 29 community expansion projects.

In his evidence, Dr. Yatchew provided an outline of the benefits of natural gas expansion and competition for franchise areas. Dr. Yatchew noted the benefits of

competition including potential lower capital costs and innovative business models. Dr. Yatchew also discussed how regulatory agencies in other jurisdictions addressed competition for gas services and the outcome of the initiatives.

EPCOR also recommended the establishment of an expansion reserve fund that would require contribution from all natural gas distributors to fund expansion projects in the Province. EPCOR was of the view that because new entrants do not have an existing customer base to subsidize projects, they would be at a disadvantage if incumbents were allowed to use subsidies from existing customers. An expansion reserve fund would level the playing field according to EPCOR.

EPCOR supported certain aspects of Union's proposal including that potential new customers, municipalities and existing customers should contribute to system expansion costs. However, EPCOR was of the view that the proponent should also be willing to contribute to project costs and should not be shielded from all financial risks associated with the projects.

#### South Bruce

South Bruce filed three reports as evidence. The first report titled, "The approach and competitive solicitation process undertaken by the Municipalities to facilitate the expansion of natural gas services to Southern Bruce County" was prepared by Dr. Lawrence Murphy. The report outlined the process pursued and exploratory work undertaken by the municipalities and their advisors over a 5-year period that ultimately resulted in the selection of EPCOR as the preferred provider of natural gas services. The second report titled "Mechanisms for Supporting Natural Gas Community Expansion Projects", prepared by Elenchus Research Associates Inc., reviewed the evolution and policy context of the existing economic feasibility framework used by the OEB to assess and approve distribution system expansion projects. The report also discussed approaches used in other Canadian jurisdictions and other Canadian sectors to address the challenge of meeting the needs of unserved communities at affordable rates.

The third report titled, "Rural Rate Assistance as a ratemaking or rate recovery approach which the OEB should consider when assessing the Generic Hearing issues related to natural gas system expansion" was prepared by Bruce Bacon of Borden Ladner Gervais LLP. The report provided a brief history of rural rate assistance for electricity services in Ontario and how the assistance was funded and provided to eligible rural residential customers.

Canadian Propane Association

The Canadian Propane Association (CPA) filed evidence that outlined its position with respect to the OEB's authority to subsidize natural gas system expansion. The report noted that the OEB was an economic regulator and economic development or facilitating societal benefits was not its role. The report further claimed that natural gas system expansion was already occurring in rural and remote communities in Ontario without subsidization.

Parkland Fuel Corporation

For Parkland Fuel Corporation (Parkland), Kalyan Dasgupta and James F. Neiberding provided comments on some of the economic issues in this proceeding. The report concluded that existing ratepayers should not be required to subsidize expansions of the natural gas system into unserved areas if they do not produce broad societal benefits. These costs should ideally be borne by all taxpayers rather than just utility ratepayers. The report further noted that cross-subsidies that distort the price of natural gas throughout the Province are more distortionary relative to alternate policies, and fare poorly in terms of providing the right economic incentives for efficient investment by incumbent utilities and alternate fuel service providers. Parkland also filed in evidence an affidavit by Gary Highfield, a director of the company, outlining the competition for fuel in Ontario and the impact subsidized natural gas would have on Parkland's business.

Northeast Midstream LP

Northeast Midstream LP (Northeast) provided expert evidence of Christopher Gulich on the costs that a local gas distribution company should consider when evaluating a service territory expansion not proximate to its existing infrastructure.

Greenfield Specialty Alcohols Inc.

Greenfield Specialty Alcohols Inc. (Greenfield) is Canada's leading specialty alcohols producer. Greenfield's evidence dealt with its Tiverton Industrial Alcohol distillery located in the Municipality of Kincardine and its need for natural gas in the facility. Greenfield supported the principle of subsidization to promote natural gas expansion and advocated for a competitive, open and transparent process to facilitate the provision of natural gas service in communities across Ontario.

Ontario Geothermal Association

The Ontario Geothermal Association (OGA) provided expert evidence of Dr. Stanley Reitsma, David Hatherton and Martin Luymes. The evidence provided technical information about geothermal systems and explained the cost and environmental benefits of using geothermal energy for producing space/water heating and cooling. The evidence also provided specific comparisons to natural gas and the reductions that can be achieved in greenhouse gas emissions as a result of converting to geothermal systems.

Anwaatin Inc. and Mocrebec Eeyoud

Anwaatin Inc. (Anwaatin) which represents six First Nations communities and Mocrebec Eeyoud (Mocrebec) filed similar evidence. The evidence described the energy poverty situation in First Nations communities and the immediate need for low cost energy solutions in these communities. The evidence supported the establishment of a Universal Service Fund that would require contribution from all natural gas customers and further outlined the mechanics of such a fund. The proceeds of the fund would be used to expand natural gas service to communities that are not currently served.

NOACC Coalition

The NOACC Coalition is an alliance of Northwestern Ontario Associated Chambers of Commerce, Northwestern Ontario Municipal Association and Common Voice Northwest. The Coalition's evidence described the constraints of the existing regulatory framework on expanding natural gas service to northern Ontario and outlined the benefits of expanding gas service to northern communities.

Vulnerable Energy Consumers Coalition

Vulnerable Energy Consumers Coalition (VECC) provided evidence of George Hariton and Tom Ladanyi. The evidence reviewed the evolution of the OEB's current natural gas system expansion policy and described the subsidy model used in the telecommunications industry. The report also opined on the jurisdiction of the OEB to establish a universal fund that would support system expansion projects with contributions from all natural gas customers.

All parties that filed evidence provided testimony at the oral hearing with the expert witnesses available for cross-examination. Norfolk County and the Municipality of East Ferris also submitted evidence, in the form of letters supporting Union's proposal to expand gas in communities which do not currently have access to it. There was no cross-examination of these two municipalities.

## 6 OEB FINDINGS

### Expansion Financing and Approvals

The E.B.O.188 guidelines provide for economic growth of the natural gas distribution system with limited cross subsidies to some projects within a portfolio in any given year. The proposals put forward by Enbridge and Union seek, amongst other things, to increase the amount of subsidization that would occur as well as introduce other mechanisms that would fund the expansion projects.

Most of the submissions in this proceeding relate in some way to whether there should be changes to E.B.O. 188. Other fuel providers and some ratepayer groups were opposed to changes to the E.B.O. 188 guidelines, primarily as they relate to changes to the minimum PI threshold. They argued that existing customers should not be required to fund uneconomic expansions into new communities where the costs of doing so considerably outweigh the benefits. Their position was that the E.B.O. 188 guidelines were established to ensure that existing customers are held harmless from the cost of new connections and that this important objective should be maintained. Some parties observed that subsidizing community expansion would distort the competitive market for other energy services (propane, geothermal etc.) in those communities as they would not be able to compete with subsidized natural gas service.

The potential savings to the residents of the proposed expansion areas that would result from using natural gas for home heating are substantial. In most cases, the savings outweigh the cost of the proposed expansion. The resulting savings to homeowners would cover the cost of the expansion well within the life expectancy of the infrastructure. The proposed exemptions from the E.B.O. 188 guidelines and additional subsidization are intended to overcome upfront investment barriers that homeowners will face when switching to natural gas and not the long-term economics of switching to natural gas.

The OEB heard evidence that customers in the new communities will realize substantial savings over the long term from converting to natural gas. Under Union and Enbridge's proposal (which includes a subsidy from existing ratepayers), residential customers converting to natural gas from oil, wood, electric or propane would realize average annual savings of over \$1,600. With the inclusion of the proposed expansion surcharge, the average annual savings are approximately \$1,100 for both utilities' (Union and Enbridge) residential service customers.

Even with no subsidy at all there are substantial savings over a 40-year period. The resulting Net Present Value of customers' net fuel savings from all 39 projects proposed by Enbridge is approximately \$357 million. This means that the new community expansion customers of Enbridge are projected to save approximately \$357 million over a 40 year period after accounting for the annual charges in rates and the cost to convert their equipment. Similarly, the new community customers of Union are projected to save \$313 million over the 40 years with respect to the 29 community expansion projects. Consequently, some parties questioned the need for expansion customers to receive any subsidy. However, Union and Enbridge argue that expansion cannot be accomplished without changes to the existing E.B.O. 188 framework; otherwise the communities seeking natural gas would have already been connected.

The OEB does not consider it appropriate or necessary to subsidize projects that result in sufficient savings to customers to cover the costs of the projects. What is required is a method of overcoming the upfront investment hurdle.

E.B.O.188 guidelines function well in the natural growth driven expansion of the distribution system at the edge of the serviced areas. These areas often do not require large investments, and in the case of new development, there is an identifiable party available to pay any contribution that may be required.

The guidelines function less effectively when applied to expansions to discrete new areas which are not contiguous to the existing distribution system.

The requirement for exemptions from E.B.O. 188 is due to the failure of the economic tests using existing rates for the various rate classes in the expansion area. Altering the thresholds within the existing guidelines and obtaining direct funding from existing customers to accommodate the shortfall in revenues would not be required if the expanded system had stand-alone rates intended to cover the cost of the expansion.

The OEB agrees with the submissions of South Bruce and CCC that support the establishment of stand-alone rates. The OEB considers it appropriate to allow proponents to apply for rates that are geared towards the costs of the individual projects, or groups of projects where they have similar cost drivers. There is no need to modify the parameters or depart from the principles embodied in E.B.O. 188 to facilitate expansion projects.

The OEB notes that while “postage stamp” rates have been the basis for assessing the economics of expansion projects in the past, these postage stamp rates already vary within the province, depending on the distributor. Union itself has two rate zones, Union North and Union South. The rates in Union North are somewhat higher, to reflect the higher cost of gas distribution in that area. Each set of rates reflects the average costs of providing service in the area covered by the rate zone. The economics of an expansion in an area where there is more than one potential supplier can therefore vary depending on which rate is applied.

This approach would allow existing distributors and new entrants alike to propose new rate zones that would cover the costs of serving expansion areas. If there is more growth in these areas than initially anticipated, over the long term the rates will be lower. They may eventually be harmonized with a utility’s other distribution rates, or may continue as separate rates as with Union North and Union South.

The initial rates required to finance the expansion would be part of the economic test information required for the leave to construct required for the expansion. These could all be considered at the same time as the Certificate of Public Convenience and Necessity (Certificate) and the approval of a franchise agreement, if these are required.

With the ability to propose new rates there is no need to test the profitability of projects against existing rates. Proposals will need to be self-financing and therefore there will be no risk to existing ratepayers. This would also be fair to suppliers of other fuel as one fuel choice will not be subsidized, and to new entrants who do not have an existing customer base to subsidize expansions.

Contiguous expansion of the existing system with development on the edge of serviced areas would continue to be managed under the E.B.O. 188 framework. Demarcation criterion will be needed to separate those projects that would appropriately be dealt with in that manner rather than applying for new rates.

A framework that employs new rate zones would also facilitate the entry of new participants and allow for competition. This would be accomplished by considering the proposed rates for a potential service area in a leave to construct hearing. Alternative competing bids could be considered by the OEB at the same time. The awarding of Franchise rights and Certificates can be considered in conjunction with the Leave to Construct application putting all on a level playing field.



The OEB notes that neither Franchise Agreements nor Certificates are exclusive. While it would be inappropriate to have more than one gas distribution system serve any specific location, there are a number of unserved areas for which Certificates have been issued. The practice in the past appears to have been to issue a Certificate for an entire municipality even if only a portion would be served. In the OEB's view, where a Certificate has been issued for an area but there is currently no distribution service, another distributor can apply for a Certificate to serve that area. This may result in competing bids.

The issue of advancing upstream system expansion and enhancements should be considered in every case where they are shown to exist. The cost of upstream enhancements that any project would bear must be the same regardless of the utility proposing the expansion. This will allow for proper comparison of competing bids, again leveling the playing field.

Any leave to construct application for community expansion projects should provide separate costs for the transmission and distribution segments of the project as well as any upstream reinforcement costs. This information would also allow the OEB to better evaluate alternatives including LNG or compressed natural gas.

Competing utility companies would be incented to provide rates favourable to customers in order to be selected as the preferred proponent of the expansion project. The selected proponent would then be incented to maintain low rates in order to be attractive to potential customers which would in turn should increase its margins. A minimum rate stability period of 10 years (for example) would ensure that rates applied for are representative of the actual underpinning long-term costs. The utility would bear the risk for that 10-year period if the customers they forecast did not attach to the system. At present, once an expansion is approved, the utility bears little long-term risk if its forecasts were overly optimistic, or its actual costs higher than expected. The cost is absorbed into rates and paid for by other ratepayers.

As mentioned above the rate stability feature of the framework introduces a discipline that significantly reduces the need to scrutinize a proponent's projected revenues. As the rates will be stand-alone and designed to cover the costs of the proposed expansion the existing customers will be held harmless. Overstated costs would lead to overstated rates and where there is competition for the approval, a proponent will risk not being chosen. Where there is no competition, a proponent will still be incented to have as low a rate as it can afford to encourage customers to connect and provide the return on the

proponent's investment during the rate stability period. The proponent will also have to obtain approval to adjust rates beyond the rate stability period.

It may be that these remote system expansion projects would eventually employ versions of E.B.O.188 for expansions in those areas. The trade-offs between direct cost causality costing and postage stamp rates occur in all distributed network systems that serve multiple customers. The OEB has determined that the principles adopted in E.B.O.188 facilitate expansion of contiguous systems in a fair and equitable manner. The same principles will be applied in new rate zones that have been developed with stand-alone rates.

Other sources of funds from government sponsored programs or municipal contributions can continue to be used as capital contributions as they are now, or used directly to offset homeowner conversion costs. The OEB will be considering the ultimate costs to be borne by ratepayers in its comparative assessments of multiple proposals. An incumbent utility with existing rates may still propose to collect a surcharge over and above those rates to make up for the shortfall in revenues to cover the cost of the expansion. This form of funding does not depart from the mechanics or principles embodied in the E.B.O. 188 assessment. However, in situations where surcharges are proposed, distributors should ensure that the level of revenues generated through the surcharge (in addition to base rates) can readily be compared to the revenues that would otherwise be collected from a stand-alone rate that might be charged by another distributor.

It is possible that in some of the communities prospective customers are hesitant to commit to natural gas conversion due to the cost of converting their heating equipment to natural gas. The OEB believes that the Government's Natural Gas Access Loans and Grants program could be an effective tool to support conversion costs or capital contribution amounts.

The OEB expects to refine the mechanisms and features of the framework described here through the adjudication of the initial applications and will seek submissions from applicants and affected parties on implementation matters within those applications.

**Liquefied Natural Gas (LNG)**

In its application, Enbridge identified a subset of 19 communities that it intends to serve using LNG. Enbridge proposed to recover the cost of LNG (i.e. the "all in" commodity cost, including liquefaction) from all customers through the company's gas supply plan. Northeast Midstream supported Enbridge's approach while OEB staff and CPA opposed it. OEB staff noted that requiring all customers to pay for the cost of LNG supply would not be fair to existing ratepayers as they are not causing the incremental costs. OEB staff argued that communities that are served using LNG should pay the costs to serve them.

CPA argued that LNG trucks would be essentially competing with propane trucks to serve the same customers. If subsidies were provided to LNG, then the propane business could be severely impacted. CPA submitted that the fact that propane delivery trucks and distribution centres can profitably operate without a subsidy suggests that LNG delivery trucks should also be able to operate without a subsidy.

The OEB agrees with OEB staff and the CPA with respect to the cost allocation of providing LNG. The assessment of the economics of the use of natural gas in a community should include the discrete upstream costs incurred to provide for the delivery of the gas. This holds true whether the costs pertain to pipes, trucks or liquefaction processes.

**Contribution from Municipalities**

Union and Enbridge proposed a contribution from the municipalities known as the ITE. The municipalities that would agree to the ITE contribution would collect the municipal taxes from the utilities and rebate back the value of incremental property taxes back to the utilities.

Although none of the parties objected to the requirement of an ITE contribution, OEB staff and School Energy Coalition (SEC) proposed to increase the term of the ITE contribution from 10 years to 20 and 40 years respectively.

The OEB agrees with South Bruce that the ITE contribution should be voluntary and not a mandatory requirement. The OEB does not have the jurisdiction to require municipalities to make a contribution in order to improve the economics of a project. However, if the municipalities agree to make a voluntary contribution to the economics

of a project, the OEB will assess the terms of the agreement in the individual community expansion applications. It is up to the individual applicant and the municipality to agree on the quantum, duration and mechanics of such a contribution.

### **Pass-through of Revenue Requirement Related to Community Expansion Projects in Rates during Incentive Regulation Period**

Union and Enbridge are currently operating under an Incentive Regulation (IRM) framework until the end of 2018. Union and Enbridge have proposed a capital pass-through mechanism to recover capital costs related to community expansion projects. Union noted that the investments are not “business-as-usual” and therefore cannot be managed within Union’s OEB approved capital budget under the 2014-2018 IRM framework. Union further noted that in the absence of approval to recover the revenue requirement related to the capital investments, it would be unable to commit the incremental capital required to facilitate expansion to the communities<sup>1</sup>.

Enbridge submitted that irrespective of the ratemaking framework adopted by the OEB to facilitate community expansion, it should allow for the recovery of the associated revenue requirement in rates prior to the end of the current incentive regulation plan.

Several intervenors have argued that Union should not be allowed recovery of the revenue requirement related to community expansion projects in rates prior to the end of the current IRM term as it would require a change to the settlement agreement requiring consent of all the parties to the agreement.

Given the OEB’s determination with respect to stand-alone rates, it is preferable to consider the matter of the revenue requirement recovery in the context of individual proposals and not on a generic basis. The OEB will want to determine (among other things) if Union and Enbridge’s proposals negatively impact existing customers whose interests are protected by the settlement agreement. That would best be done in the context of a specific proposal that reflects the OEB’s determinations in this hearing with respect to stand-alone rates.

---

<sup>1</sup> Union Evidence in EB-2015-0179, Exhibit A, Tab 1, Page 33

## Facilitation of Competition

The Municipal Franchise Agreement (MFA) is an agreement between a municipality and the gas distributor that outlines the terms and conditions of access to municipal infrastructure by the gas distributors. The MFA must be submitted to the OEB for approval under section 9 of the Municipal Franchises Act. With the input of municipalities, the OEB has developed a Model Franchise Agreement that provides a template to guide natural gas distributors and municipalities as to the terms and conditions the OEB generally finds reasonable under the Municipal Franchises Act.

Prior to commencing work to supply gas within a municipality, the gas distributor must apply to the OEB for a Certificate. Depending on the infrastructure proposed to be built, the gas distributor requires a leave to construct approval from the OEB under section 90 of the Ontario Energy Board Act.

Union and Enbridge submitted that the OEB should not review or change the existing form of the MFA or the corresponding approval process. Union in fact stated that the OEB should re-affirm its expectation that the current MFA should continue to be adopted on a consistent basis across the province.

Union argued that the current MFA does not impose any specific barriers to expansion. Both Union and Enbridge argued that MFAs are not exclusive. A municipality can have multiple franchise agreements with different gas distributors. The existence of a MFA does not create a barrier for other gas distributors to offer their services in a community that is not currently served. Although Union agreed that a Certificate provides exclusive rights to distribute gas to a specific geographic area, Union was of the view that the OEB can review and amend the geographic area covered by a specific Certificate through an application to do so. LPMA suggested that the OEB should consider amending the Certificate to cover only geographic areas actually served by a distributor in order to prevent banking of MFAs and Certificates in order to encourage other distributors to provide service in un-served areas. Union proposed that prior to entering into a MFA, a distributor should be required to inform the municipality of the rates that will be charged and any conditions associated with those rates. Union submitted that this would ensure transparency, especially in cases where there are multiple proponents. In cases where pre-existing approved rate schedules do not exist, Union suggested that the OEB should approve rates prior to approval of the franchise or delay the approval of the franchise until rates are approved by the OEB.

EPCOR and South Bruce argued that municipalities should be free to negotiate agreements that meet the needs of local conditions. South Bruce also urged the OEB to clarify that MFAs are non-exclusive. South Bruce and several other parties also urged the OEB to introduce a sunset clause in the MFA in the event that a distributor fails to construct the approved expansion in the franchise area. South Bruce submitted that the OEB should terminate the MFA after one year unless there is an active and valid Certificate as the current MFA is effective for 20 years regardless of whether the utility constructs the expansion infrastructure within the municipality.

Several parties made submissions on the requirements the OEB should look for in assessing whether to approve new entrants.

They included such factors as:

Operational Capability – Distribution system that is reliable and compliant with regulation, existence of emergency response procedures and technical staff, system integrity program, Gas Supply Procurement etc.

Ability to meet core expectations of the OEB – meet OEB service quality metrics, compliance with Affiliate Relationship Code, ability to deliver demand side management programs and compliance with future government policy mandates (Cap and Trade)

Financial Stability – Capital requirements, credit worthiness, ability to meet certain financial metrics and a financial plan for the specific expansion

Union argued that in order to be fair to existing utilities, the OEB should apply the same criteria and have the same performance expectations of new entrants.

EPCOR argued that competition for franchises can result in lower costs to customers and incent potential distributors to find ways to reduce capital costs or provide innovative offerings.

South Bruce submitted that the OEB should encourage but not require municipalities to hold competitive procurement processes (RFPs, RFQs and RFIs) prior to entering into a franchise agreement. South Bruce disagreed with the submissions of some parties that proposed that the OEB should conduct the competitive procurement process or impose mandatory requirements on competitive procurement.

South Bruce also argued that municipalities are best positioned to represent the interests of local customers and must play an important role in selecting a natural gas service distributor in their communities. While South Bruce agreed that the needs of large users must be considered in any proposal, it suggested that municipalities are in the best position to consider the needs of the community as a whole. OEB staff agreed with Dr. Yatchew, an expert witness called by EPCOR, that the duties and responsibilities to select a party to enter into a municipal franchise agreement should reside with the municipality. However, OEB staff submitted that the OEB could facilitate this process by pre-qualifying a pool of potential proponents that would have the requisite financial and technical experience and expertise to operate a natural gas distribution system. Greenfield supported a competitive process for awarding municipal franchise agreements but submitted that any such process must include consultation with major customers prior to the granting of a MFA in order to ensure that the proposed options are efficient and effective.

### **OEB Findings**

The approval of municipal franchise agreements predates the establishment of the Ontario Energy Board. MFAs for the distribution of gas were first introduced in Ontario around the turn of the last century, although a majority of them were established after 1957 when Ontario started receiving natural gas from western Canada and large scale gas distribution became possible.

MFAs were approved by the Ontario Fuel Board under the Ontario Fuel Board Act, 1954. The Ontario Energy Board Act 1960 created the Ontario Energy Board as a successor to the Ontario Fuel Board. The OEB was authorized to set just and reasonable rates for the sale and storage of gas and to make orders granting leave to construct pipelines for the transmission of oil or gas pipelines, and also approve municipal franchise agreements.

Prior to 1988, franchise agreements between municipalities and utilities were negotiated between the parties on an individual basis. In November 1985, the OEB held a generic hearing to provide guidance on issues frequently arising in franchise agreements. It released its report (E.B.O. 125) in May of 1986. In its report, the OEB recommended the creation of a Municipal Franchise Agreement Committee to develop a Model Franchise Agreement.

The Association of Municipalities of Ontario (AMO) developed the Model Franchise Agreement in consultation with the gas industry and the original model was approved by the OEB in 1987. A revised agreement negotiated between AMO and the gas industry was approved by the OEB in early 2000.

The MFA is essentially an operating agreement that outlines the terms of access to municipal infrastructure (road allowances etc.), sharing of costs and restoration requirements. The OEB agrees with the views of some parties that no changes are required to the existing MFA as it has been developed after negotiations between municipalities and gas distributors and has worked well for both parties over the years.

The MFA is not a selection tool to identify the most appropriate or least cost distributor and the OEB believes that there are other approaches to encourage competition for franchises. Moreover, a municipality can have multiple franchise agreements involving more than one distributor. The OEB therefore finds that revising the MFA will not add additional value or accomplish the goal of encouraging new entrants to provide gas distribution services in communities that do not have access to natural gas.

The OEB however believes that certain changes are required to facilitate the review of applications for providing gas expansion services in unserved communities and to enable competing proponents to present their proposals before the OEB.

EPCOR has alleged that incumbent utilities are banking franchise agreements that prevent new entrants from offering gas distribution services. The OEB does not believe that this is the case as a municipality is permitted to enter into franchise agreements with more than one distributor. The Municipal Franchises Act allows the Board to issue a Certificate to a utility to serve a "municipality". There is nothing in the Municipal Franchises Act that ensures that the Certificate gives the utility exclusivity (i.e. its monopoly). The Municipal Franchises Act does not appear to prevent the Board from issuing multiple Certificates for the same municipality. As a result of municipal reorganizations and amalgamations since Certificates were issued, there are several municipalities that have Certificates for more than one utility. These typically describe a geographic area within the municipality. The OEB agrees with Union and Enbridge that they can be amended. This seems to be an appropriate approach to allow new entrants in areas where there is currently no service. One of the issues to be determined by the OEB at the time of the approval of the new Certificate will be the geographic boundaries within which each utility can operate, based on a rational future expansion of the distribution system.



The OEB agrees with the submissions of Union and Enbridge that information regarding proposed rates and resulting rate impacts are critical to evaluate any expansion proposal. However, such information cannot be assessed in the franchise applications and are more appropriate in either a leave to construct or a rate setting application. The OEB has therefore determined that for any community expansion proposal under the OEB's alternative framework, a review of the proposed rates will be required prior to approval of the franchise and Certificate. This will allow the OEB to review pertinent information regarding the proposal including forecast attachment rates, cost allocation, rate design, pipeline route and system reinforcement plans prior to approval of the franchise agreement and Certificate. This approach will also allow proponents to compete for the franchise if they wish to do so. The OEB will entertain multiple applications and approve the proposal that best meets the needs of the community and ratepayers.

Some parties have suggested that the OEB should keep a registry of existing Franchise Agreements and a list of all potential companies that may be interested in serving expansion communities on its web site. The OEB does not believe this is required under its proposed approach. The OEB will publish the leave to construct notice and any proponent that is interesting in presenting its own proposal to the OEB can intervene or file its own application.

### **Impact of Cap and Trade**

On February 24, 2016, the Ontario Government introduced new legislation on climate change. The proposed *Climate Change Mitigation and Low Carbon Economy Act* provides for the design of a cap and trade program, which will put a limit on the amount of greenhouse gases (GHG) that businesses, institutions and households can emit and will put a price on carbon including natural gas. The Government also introduced a Five Year Climate Change Action Plan in June 2016 that provides a roadmap for reducing GHG emissions, and measures to invest the proceeds from the cap and trade program to accelerate the development and use of clean technology by businesses and homeowners.

## OEB Findings

The OEB believes that the Province's Climate Change Action Plan could have significant implications on the natural gas sector. However, it is not clear how the pattern of natural gas consumption could change in the future and uncertainties still exist with respect to how the Plan may impact the demand profile of natural gas in the medium and long-term. However, the OEB does not need to opine on the overall demand profile of natural gas in Ontario as part of this proceeding or discuss the possible outcomes as it pertains to the natural gas industry. In light of the OEB's determination to not permit subsidies from existing customers, any impact of the cap and trade program can be assessed and considered within the context of individual expansion project applications. The OEB finds that there is no need to require a separate review to assess the impact of the Province's climate change initiatives.

Some parties have argued that there is a risk of stranded assets in the event that the Government's climate change initiatives lead to significant reduction in demand for natural gas, and that it is therefore not prudent to pursue options to encourage the expansion of the natural gas system. The OEB disagrees with the proposition as these risks are no different from those faced by distribution system expansion projects that are being undertaken by the utilities in subdivisions across Ontario or any other projects undertaken by the utility to address supply issues.

The environmental groups have submitted that the utilities should be required to assess sustainable energy technologies for all community expansion projects. The OEB agrees with the position of OEB staff that utilities are primarily in the business of gas distribution and should not be required to provide detailed assessments of alternative technologies such as solar and geothermal as part of the community expansion applications. Parties that wish to address alternative technologies can bring forward relevant evidence in the leave to construct applications. Where practical alternative technologies are more economically feasible than natural gas, including the impact of cap and trade on gas prices, it is unlikely that gas expansion will proceed.

The OEB expects that in the short-term the impact of the cap and trade program on conversion rates is likely to be minimal. While the cost advantage for natural gas will improve versus heating oil and propane, it will diminish marginally in the case of electricity. In the long-term, the impact will likely depend on the carbon pricing mechanism established by the Province. Since each community is likely to have a

different profile in terms of the energy mix, the OEB will review attachment forecast in the individual community expansion applications.

### **Government Loan and Grants**

The Ontario Government through the Minister of Economic Development, Employment and Infrastructure has announced \$200 million in Natural Gas Access Loans over two years to help communities partner with utilities to extend access to natural gas. The Government has also made available \$30 million in Natural Gas Economic Development grants to accelerate projects with clear economic development potential<sup>2</sup>.

The government has not provided any details or the criteria under which these grants and loans will be available. The OEB asked parties to provide comments in their submissions on how to incorporate the loan and grant programs into the economic feasibility analysis and how the disbursement of these funds might relate to the OEB's approval of expansions.

Enbridge and Union both submitted that under their proposed approaches, community expansion projects would be able to proceed without provincial funding. Almost all parties suggested that any government grant should be used as a contribution in aid of construction to reduce the capital cost of projects. They also suggested that loans should be directed to new customers in the communities to defray the costs of converting their heating and water heating systems to natural gas. This would result in higher conversion rates since there would be access to convenient financing.

The OEB believes that any funding available from the government should be used to improve the economics of community expansion projects irrespective of whether they are provided to utilities or individual municipalities, and that loans should be used to assist with financing of conversion of heating equipment. The OEB would consider whether or not the use of grants or loans are consistent amongst proposals when comparing multiple proposals.

---

<sup>2</sup> February 18, 2015 Letter of the Ontario Energy Board

## First Nations

Anwaatin has submitted that the OEB should ensure that the expansion framework arising from this proceeding places a “super-priority” on the expansion of natural gas to energy-poor First Nations communities in an expedient manner.

The OEB notes the importance of the issues raised by Anwaatin at the oral hearing and in submissions with respect to the energy poverty existing in First Nations communities and will respond to any proposal brought forward in the new framework with due consideration to the needs of the intended customers.

## Process for Paying Cost Awards

The OEB will use the process set out in section 12 of the *Practices Direction on Cost Awards* to implement the payment of the cost awards. The amounts representing cost awards will not be paid directly by the distributor to the eligible participant. The OEB will act as a clearing house for the payment of all cost awards related to the proceeding.

The costs awarded would be apportioned among rate-regulated natural gas distributors based on the OEB’s revised Cost Assessment Model. Invoices will be issued to distributors at the same time as the invoices for cost assessments are made under section 26 of the *Ontario Energy Board Act, 1998*.

## 7 ORDER

1. Parties eligible for costs shall submit their respective cost claims on or before November 30, 2016. The cost claims must be filed with the OEB and served on all rate regulated gas distributors including Natural Resource Gas Limited. Parties are reminded not to include any costs related to Union's Community Expansion Application (EB-2015-0179) in the cost claims.
2. All rate regulated gas distributors shall file with the OEB and forward to the intervenors any objections to the claimed costs on or before December 9, 2016.
3. Intervenors whose costs have been objected to, shall file with the OEB and forward to the gas distributors any responses to any objections for cost claims on or before December 16, 2016.

All filings to the OEB must quote the file number, EB-2016-0004 and be made electronically in searchable / unrestricted PDF format through the OEB's web portal at <https://www.pes.ontarioenergyboard.ca/eservice/>. Two paper copies must also be filed. Filings must clearly state the sender's name, postal address and telephone number, fax number and e-mail address. Parties must use the document naming conventions and document submission standards outlined in the RESS Document Guideline found at <http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/Industry>. If the web portal is not available parties may email their documents to the address below. Those who do not have internet access are required to submit all filings on a CD in PDF format, along with two paper copies. Those who do not have computer access are required to file 7 paper copies.

All communications should be directed to the attention of the Board Secretary at the address below, and be received no later than 4:45 p.m. on the required date.

### ADDRESS

Ontario Energy Board  
P.O. Box 2319  
2300 Yonge Street, 27th Floor  
Toronto ON M4P 1E4  
Attention: Board Secretary

E-mail: [boardsec@ontarioenergyboard.ca](mailto:boardsec@ontarioenergyboard.ca)  
Tel: 1-888-632-6273 (Toll free)  
Fax: 416-440-7656

**DATED at Toronto, November 17, 2016**

**ONTARIO ENERGY BOARD**

*Original signed by*

\_\_\_\_\_  
Ken Quesnelle  
Presiding Member and Vice-Chair

*Original signed by*

\_\_\_\_\_  
Cathy Spoel  
Member

*Original signed by*

\_\_\_\_\_  
Paul Pastirik  
Member

**APPENDICES**

**To**

**DECISION WITH REASONS**

**EB-2016-0004**

**Generic Proceeding on Community Expansion**

This page was left intentionally blank.



## LIST OF INTERVENORS

- Advancing Northwestern Economic Development Through Energy Competitiveness Group
- Anwaatin Inc.
- Association of Power Producers of Ontario
- Building Owners and Managers Association Toronto
- Canadian Propane Association
- Chevaliers de Colomb du Conseil 9920
- Chukuni McManus Residents
- Consumers Council of Canada
- Corporation of Norfolk County
- Enbridge Gas Distribution Inc.
- Energy Probe Research Foundation
- Environmental Defence
- EPCOR Utilities Inc.
- Federation of Rental-housing Providers of Ontario
- Greenfield Specialty Alcohols Inc.
- Independent Electricity System Operator
- Industrial Gas Users Association
- London Property Management Association
- Mocrebec Eeyoud
- Municipality of East Ferris
- North Vista Advisors
- Northeast Midstream LP
- Northern Cross Energy Limited
- NOACC Coalition – Northwestern Ontario Associated Chambers of Commerce, Northwestern Ontario Municipal Association and Common Voice Northwest
- Ontario Federation of Agriculture
- Ontario Geothermal Association
- Ontario Petroleum Institute
- Ontario Producers and Storage Companies
- Ontario Sustainable Energy Association
- Parkland Fuels Corporation
- School Energy Coalition
- Six Nations Natural Gas Company Limited

- South Bruce – Municipality of Kincardine, Municipality of Arran-Elderslie and the Township of Huron-Kinloss
- The Corporation of the City of Kitchener
- The Corporation of the Municipality of Sioux Lookout
- The Corporation of the Township of Prince
- Township of Augusta
- Township of Edwardsburgh Cardinal
- Township of Perth East
- Township of Warwick
- Union Gas Limited
- Utilities Kingston
- Vulnerable Energy Consumers Coalition

---

## Issues List

### EB-2016-0004

1. What is considered a community in the context of this proceeding?
2. Does the OEB have the legal authority to establish a framework whereby the customers of one utility subsidize the expansion undertaken by another distributor into communities that do not have natural gas service?
3. Based on a premise that the OEB has the legal authority described in Issue #1, what are the merits of this approach? How should these contributions be treated for ratemaking purposes?
4. Should the OEB consider exemptions or changes to the E.B.O. 188 guidelines for rural, remote and First Nation community expansion projects?
  - a) Should the OEB consider projects that have a portfolio profitability index (PI) less than 1.0 and individual projects within a portfolio that have a PI lower than 0.8?
  - b) What costs should be included in the economic assessment for providing natural gas service to communities and how are they to be determined and calculated.
  - c) What, if any, amendments to the E.B.O. 188 and E.B.O. 134 guidelines would be required as a result of the inclusion of any costs identified above?
  - d) What would be the criteria for the projects/communities that would be eligible for such exemptions? What, if any, other public interest factors should be included as part of this criteria? How are they to be determined?
  - e) Should there be exemptions to certain costs being included in the economic assessment for providing natural gas service to communities that are not

- served? If so, what are those exemptions and how should the OEB consider them in assessing to approve specific community expansion projects?
- f) Should the economic, environmental and public interest components in not expanding natural gas service to a specific community be considered? If so how?
5. Should the OEB allow natural gas distributors to establish surcharges from customers of new communities to improve the feasibility of potential community expansion projects? If so, what approaches are appropriate and over what period of time?
  6. Are there other ratemaking or rate recovery approaches that the OEB should consider?
  7. Should the OEB allow for the recovery of the revenue requirement associated with community expansion costs in rates that are outside the OEB approved incentive ratemaking framework prior to the end of any incentive regulation plan term once the assets are used and useful?
  8. Should the OEB consider imposing conditions or making other changes to Municipal Franchise Agreements and Certificates of Public Convenience and Necessity to reduce barriers to natural gas expansion?
  9. What types of processes could be implemented to facilitate the introduction of new entrants to provide service to communities that do not have access to natural gas. What are the merits of these processes and what are the existing barriers to implementation? (e.g. Issuance of Request for Proposals to enter into franchise agreements)
  10. How will the Ontario Government's proposed cap and trade program impact an alternative framework that the OEB may establish to facilitate the provision of natural gas services in communities that do not currently have access?
  11. What is the impact of the Ontario Government's proposed cap and trade program on the estimated savings to switch from other alternative fuels to natural gas and the resulting impact on conversion rates?

12. How should the OEB incorporate the Ontario Government's recently announced loan and grant programs into the economic feasibility analysis?

## SUMMARY OF POSITION OF PARTIES

### Issue 1

#### What is considered a community in the context of this proceeding?

Union Gas Limited (Union) has defined a community expansion project as a natural gas system expansion project that will provide first time natural gas system access where a minimum of 50 potential customers in homes and businesses already exist. Enbridge Gas Distribution Inc. (Enbridge) adopted Union's definition in its evidence.

The School Energy Coalition (SEC) accepted the broad definition of community proposed by the utilities but argued that small main extension projects proposed by Union and Enbridge for projects less than 50 potential customers should not be used in municipalities where a municipality does not agree to an ITE contribution. SEC further raised the possibility where utilities could divide a particular community expansion project that does not qualify into small pieces in order to categorise it as several small main extension projects.

OEB staff suggested an addition to the definition to ensure that it is not applied to subdivisions where there is proximate access to natural gas. Accordingly OEB staff suggested adding, "and which cannot be served from the existing distribution system." SEC in reply disagreed with OEB staff's suggestion stating that there was no need to differentiate between existing homes or business based on a distance from a utility's distribution system and the focus should be on relative economic feasibility. South Bruce on the other hand agreed with OEB staff's suggestion.

EPCOR utilities Inc. (EPCOR) in its submission argued that a strict and narrow definition of community was neither necessary nor desirable. The Consumers Council of Canada (CCC) made a similar argument stating that a distinct definition of community was not required under its proposed approach of no subsidies from existing customers. Parkland Fuel Corporation (Parkland) argued on similar grounds suggesting that a definition was not required and expansion proposals should be evaluated on the basis of sound economic and ratemaking principles.

London Property Management Association (LPMA) noted that the proposed definition of Union and Enbridge was insufficient and could lead to unfair treatment of potential customers. LPMA suggested further clarity by adding that the communities should be separate and identifiable from other communities.

The NOACC coalition suggested a broad definition of community and suggested an explicit reference to rural and remote communities to ensure that their interests are specifically considered.

Anwaatin Inc. (Anwaatin) submitted that the OEB should include First Nations in its definition of community regardless of whether the First Nation in question meets the OEB's criteria for being considered a community.

## **Issue 2**

**Does the OEB have the legal authority to establish a framework whereby the customers of one utility subsidize the expansion undertaken by another distributor into communities that do not have natural gas service?**

In response to issue #2, the OEB received submissions from many parties on the OEB's jurisdiction to create an expansion fund whereby the customers of one utility would subsidize the expansion activities of another utility. The parties were more or less evenly split on this issue. Those arguing that the OEB did not have jurisdiction cited the lack of specific statutory authority and the "implied exclusion" maxim. Those arguing that the OEB does have jurisdiction pointed to the broad powers included within the power to set just and reasonable rates.

The principle of "implied exclusion" relies on the argument that whenever there is reason to believe that if the legislature had meant to include a particular thing within its legislation, it would have referred to that thing expressly. Implied exclusion is relevant to the issue before the OEB because the OEB already administers two programs that are broadly similar to a cross-utility expansion fund: rural and remote rate assistance and the Ontario Electricity Support Program. However, these are programs which the OEB is specifically mandated by legislation to facilitate – in particular through sections 79 and 79.2 of the Act. As these programs are identified by statute, there is clearly no jurisdictional impediment and these are not useful precedents in support of an expansion fund that is not mentioned in any legislation.

However, the fact that the legislature enacted specific legislation to grant the OEB the power to administer two programs that are similar to an expansion fund, and yet has not enacted legislation that expressly permits an expansion fund, suggests that the OEB may not have the general power to enact such a program through its ordinary just and reasonable rates powers.

Union and Enbridge relied on the above opinion to argue that had the government desired to permit cross-utility subsidization within the gas sector, it would have done so through legislation.

Union further argued that cross-utility subsidization would not be in accordance with the just and reasonable standard. If Union were to charge its customers amounts that would be used as a subsidy for other distributors that portion of Union's rates would not reflect the costs to serve its customers. Rather, that portion of Union's rates would be based on the costs incurred by another utility to serve its customers. Union further argued that such an approach would be contrary to the established ratemaking principle of "benefits follow costs". Union's customers would be incurring costs without receiving any corresponding benefits.

Enbridge cited a decision<sup>3</sup> of the Divisional Court that specifically noted that a cost of service approach is necessary to meet the fundamental, core objective of balancing the interests of all consumers and the natural monopoly in rate setting. Enbridge submitted that the OEB had no jurisdiction under the governing legislation to make decisions about how funds recovered in rates from customers of a utility are to be allocated to other utilities and for the benefit of particular communities not currently served by a distributor.

Building Owners and Managers Association (BOMA) and Parkland cited similar arguments as Union in concluding that the OEB did not have jurisdiction to approve a framework permitting cross-utility subsidization. Parkland argued that it was not the function of the OEB to balance the interests of one company with the conflicting interest of another company's customers.

---

<sup>3</sup> Advocacy Centre for Tenants Ontario et al v. Ontario Energy Board, 2008, CanLII 23487



The Canadian Propane Association (CPA) argued that the OEB did not have jurisdiction to impose cross-utility subsidy as it would amount to a redistribution of wealth. The subsidy imposed by OEB was a tax according to CPA.

Those supporting the argument that the OEB did have jurisdiction to impose a cross-utility subsidy cited the broad powers of the OEB to set rates and the latitude of the OEB to set rates and other charges as confirmed by court decisions. EPCOR, SEC, Vulnerable Energy Consumers Coalition (VECC), South Bruce and OEB Staff cited the ACTO case<sup>4</sup> where the Ontario Divisional Court concluded that “just and reasonable rates” were those that responded to the OEB’s statutory and policy objectives, even if that meant a departure from the traditional cost-of-service approach including the principle of cost-causation. The Court found that the OEB did have jurisdiction to implement a low income affordability program. The parties therefore argued that the same rationale applied in the community expansion proceeding with respect to allowing cross-utility subsidization. Greenfield Specialty Alcohols Inc. (Greenfield) supported the above argument and referred to the Toronto Hydro Electric System Ltd. v OEB (2009) decision wherein the Divisional Court found that the OEB had broad authority to regulate the energy sector in Ontario and to balance competing interests.

OEB staff cited the Ontario Uniform Transmission Rate (“UTR”) as an example of what is at least partially a cross-utility subsidy that is not mandated by statute. OEB staff noted that the OEB’s powers with respect to electricity transmission rates are the same as its powers for electricity distribution and gas distribution and transmission. For transmission, however, the OEB has created a single blended volumetric network rate<sup>5</sup> that is effectively paid by all consumers.<sup>6</sup> There are five electricity transmitters in the Ontario electricity transmission rate pool, and the OEB sets all of their revenue requirements separately. These five revenue requirements are then added together to form a combined revenue requirement which in turn produces a single uniform

---

<sup>4</sup> Advocacy Centre for Tenants-Ontario v. Ontario Energy Board, [2008] O.J. No. 1970 (Div. Ct), para. 57

<sup>5</sup> There are actually three separate rates: the network rate, the line connection rate and the transformation connection rate. The network rate is paid by all electricity consumers and is effectively a single volumetric rate. About half of the combined transmission revenue requirement is recovered through the network rate. The line connection rate and the transformation connection rate are rates paid only by customers that impose additional costs on the system, through their use of a line connection or transformation services. See the Uniform Transmission Rate Decision and Rate Order EB-2015-0311, issued January 14, 2016 and corrected on January 15, 2016.

<sup>6</sup> Distributors pay a wholesale network transmission rate, which they recover from their customers as a retail transmission rate. The end result is that end use customers are paying the network transmission rate.

transmission rate that is ultimately charged on a volumetric basis to all electricity consumers. OEB staff submitted that this was a kind of cross-subsidy but noted that end use customers benefit at least in some measure from all of the transmitters regardless of which transmitter they are actually connected to.

EPCOR disagreed with the arguments presented by Union and Enbridge with respect to the just and reasonable standard and the principle of benefits follow costs. EPCOR submitted that consumers cannot be excused from paying for services based on the identity of the utility that provides them. EPCOR stated that the argument that utility ratepayers should only pay for those benefits provided by their chosen service provider was founded on an incorrect understanding of the “just and reasonable” rate-setting principle, and on the erroneous factual assumption that the only benefits received by a customer are those that are provided by the customer’s own service provider. EPCOR submitted that contrary to Union and Enbridge’s arguments, it was clear that the “just and reasonable” principle provided no jurisdictional barrier to the proposed expansion fund.

### Issue 3

**Based on a premise that the OEB has the legal authority described in Issue #2, what are the merits of this approach? How should these contributions be treated for ratemaking purposes?**

Union and Enbridge submitted that there are no merits to an approach whereby customers of one utility subsidize the expansion costs of another utility. Enbridge noted that inter-utility subsidization would require extensive efforts in attempting to accumulate volumes and cost data across all utilities to ensure that cost causality and cost allocation principles are applied consistently across all utilities. Enbridge further added that the introduction of such an approach would be costly to administer and these costs would have to be borne by all natural gas ratepayers.

LPMA submitted that should the OEB approve an approach whereby the customers of one utility fund the expansion efforts of another utility, then the framework should include all natural gas customers in Ontario including those that are not regulated by the OEB such as Kitchener Utilities, Utilities Kingston and Six Nations Natural Gas Company Limited.

LPMA further submitted that the cross-subsidization approach has no merits but several drawbacks. For example, not all utilities contributing to the subsidy fund may be able to draw on those funds as they may not have discrete communities large enough with no gas service. LPMA however recommended that if the OEB were to approve such a framework, then the cross-subsidization amounts should be treated as a contribution in aid to construction. South Bruce made a similar recommendation.

Northern Cross Energy Limited (Northern Cross) submitted that if a common fund is established for community expansion projects, then amounts should be allocated to the most economic projects first. South Bruce recommended that once a new customer becomes connected to the natural gas expansion system by way of a community expansion project, that customer should also be required to pay into the cross-subsidy to support future expansion projects.

Anwaatin submitted that the OEB should permit cross-utility subsidization through a universal service fund which is applied on a regulated utility basis and distributed on a fair and equitable basis to any qualified utility. Anwaatin further submitted that a primary objective of the fund would be ensuring that First Nation reserves and communities with substantial indigenous populations have access to natural gas service as quickly as possible.

#### **Issue 4**

**Should the OEB consider exemptions or changes to the E.B.O. 188 guidelines for rural, remote and First Nation community expansion projects?**

- a) **Should the OEB consider projects that have a portfolio profitability index (PI) less than 1.0 and individual projects within a portfolio that have a PI lower than 0.8?**
- b) **What costs should be included in the economic assessment for providing natural gas service to communities and how are they to be determined and calculated.**
- c) **What, if any, amendments to the E.B.O. 188 and E.B.O. 134 guidelines would be required as a result of the inclusion of any costs identified above?**

- d) **What would be the criteria for the projects/communities that would be eligible for such exemptions? What, if any, other public interest factors should be included as part of this criteria? How are they to be determined?**
- e) **Should there be exemptions to certain costs being included in the economic assessment for providing natural gas service to communities that are not served? If so, what are those exemptions and how should the OEB consider them in assessing to approve specific community expansion projects?**
- f) **Should the economic, environmental and public interest components in not expanding natural gas service to a specific community be considered? If so how?**

The OEB issued its *E.B.O 188 Final Report of the Board and the Ontario Energy Board Guidelines for Assessing and Reporting on Natural Gas System Expansion in Ontario* on January 30, 1998. In this Report, the OEB determined the criteria and the economic tests to be applied to distribution system expansion. One of the key determinations was to use a portfolio approach for a utility's distribution system expansion projects over a given year. The OEB set the minimum threshold for the Rolling Project Portfolio at 1.0 and the Profitability Index (PI) of an individual project to a minimum of 0.8. The OEB also determined the minimum threshold for the Investment Portfolio to 1.1 which included all distribution business projects necessary to attach customers of all rate classes in a given test year. The threshold of 1.1 was determined to minimize any forecast risk and undue rate impacts.

A PI of 1.0 implies that the projected revenues over a given number of years on a Net Present Value (NPV) basis are equal to the project costs. In other words, under the existing E.B.O. 188 framework, although an individual project may be subsidized to a certain extent, the portfolio of projects for a given year are not required to be subsidized by existing customers.

One of the primary issues in this proceeding is whether a change to the E.B.O 188 guidelines is required to support community expansion projects. In this context, the

contentious issue is whether existing customers should subsidize a portion of the expansion costs into the new communities.

While CPA, BOMA, Ontario Geothermal Association (OGA), LPMA, Parkland, CCC, IGUA and Energy Probe were opposed to changes to the E.B.O 188 guidelines primarily changes to the minimum PI threshold, OEB Staff, Federation of Rental-housing Providers of Ontario (FRPO) and VECC were more flexible.

Those who were opposed to any changes to the E.B.O 188 guidelines noted that existing customers should not be required to fund uneconomic expansions into new communities where the costs of doing so considerably outweighs the benefits. Parties argued that the E.B.O 188 guidelines were established to ensure that existing customers are held harmless from the cost of new connections and this important objective should be maintained. Some parties (LPMA, CPA and VECC) noted that subsidising community expansion would distort the competitive market for other energy services (propane, geothermal etc.) in the communities as they would not be able to compete with subsidized natural gas service. IGUA submitted that uneconomic expansions are a matter of social policy, and the formulation and execution of social policy is the purview of the government and not the OEB.

LPMA, OEB staff, CCC and Parkland noted the substantial savings that customers in the new communities would realise from converting to natural gas. Those converting to natural gas from oil, wood, electric or propane would realise average annual savings of over \$1,600<sup>7</sup>. With the inclusion of the expansion surcharge, the average annual savings are approximately \$1,100<sup>8</sup> for both utilities' (Union and Enbridge) customers.

Parties also noted the results of a Stage 2 analysis that shows substantial savings over a 40 year period. The resulting Net Present Value of customers' net fuel savings from the Stage 2 assessment for all 39 projects of Enbridge is approximately \$357 million. This means that the new community expansion customers of Enbridge will save approximately \$357 million<sup>9</sup> over a 40 year period after accounting for the annual charges in rates and the cost to convert their equipment. Similarly, the new community

---

<sup>7</sup> Union pre-filed evidence in EB-2015-0179, Exhibit A, Tab 1, Table 1, Page 18

<sup>8</sup> Enbridge pre-filed evidence, EB-2016-0004, Table 1, Page 15

Union pre-filed evidence in EB-2015-0179, Exhibit A, Tab 1, Page 21

<sup>9</sup> Enbridge pre-filed evidence, Table 10, Page 33

customers of Union would save \$313 million<sup>10</sup> over the 40 years with respect to the 29 community expansion projects. Consequently, parties posed the question as to why the new community expansion customers required any subsidy at all.

OEB staff noted that the benefits to new customers would be significant even with no subsidy at all from existing customers. For Enbridge, on a net present value basis the benefits to new customers are \$357 million and the proposed subsidy is \$123 million. Therefore, even with no subsidy at all, expansion customers would receive a benefit of approximately \$234 million. For Union, the benefits to expansion customers without a subsidy are approximately \$245 million (\$313 million in benefits minus the \$68 million subsidy).

However, OEB staff and FRPO recognized that some flexibility to the E.B.O 188 Guidelines is required to facilitate community expansion. Accordingly, OEB staff and FRPO suggested lowering the minimum PI threshold to 0.7 from 0.8 (after including the expansion surcharge and ITE contributions) while keeping the RPP to 1.0 and lowering the Investment Portfolio to also 1.0 from the earlier threshold of 1.1, essentially recommending no subsidization at the portfolio level.

Although VECC was opposed to any subsidies, it noted that should the OEB implement some level of subsidies, the subsidies should be implemented through a universal service fund that included contributions from all utilities.

LPMA too was opposed to any cross-subsidies but suggested minor changes to the existing E.B.O. 188 Guidelines. Similar to OEB staff, LPMA suggested a reduction to the Investment Portfolio to 1.0. LPMA further suggested that the RPP should not be for a rolling 12 month period but for a 3 year period initially and then extending to a rolling 5 year period. BOMA adopted LPMA's submission in this context.

A number of other parties suggested cross-subsidies apart from the utilities. Anwaatin, Greenfield, South Bruce, Northern Cross, NOACC, SEC and EPCOR all suggested subsidies as an important approach to expand access to natural gas. They all supported subsidies through a universal service fund that required contribution from all natural gas customers in the province. The utilities however opposed a universal service fund but supported subsidies from their existing customer base.

---

<sup>10</sup> Union pre-filed evidence in EB-2015-0179, Exhibit A, Tab 1, Page 39

While SEC proposed a minimum PI of 0.6, none of the other parties that supported a universal service fund proposed a minimum threshold PI or RPP minimum PI.

Union in reply noted that although OEB staff and some intervenors supported community expansion, the support was muted and was based on the premise that there should be little or no subsidy from existing ratepayers. Union rejected this position and argued that if expansion was to have occurred on such a basis, then community expansion would have already happened and there would have been no need for the proceeding<sup>11</sup>. Union submitted that rational expansion of natural gas services should be considered within the intent of the Minister's letter to the OEB and the OEB's initiation of this policy proceeding rather than the strict and narrow construct proposed by SEC and LPMA.

Enbridge made similar arguments in its reply and noted that the Minister's letter asking the OEB to ensure the rational expansion of natural gas for all Ontarians cannot be accomplished without changes to the existing E.B.O 188 framework; otherwise the communities seeking natural gas would have already been connected<sup>12</sup>. Enbridge noted that the fact that the existing E.B.O 188 Guidelines allow an individual project PI of 0.8 shows that some level of subsidy already exists.

In its application, Enbridge identified a subset of 19 communities that it intends to serve using Liquefied Natural Gas (LNG). Enbridge proposed to recover the cost of LNG from all customers through the company's gas supply plan. Although Northeast Midstream supported Enbridge's approach, OEB staff and CPA in their submissions opposed it. OEB staff noted that requiring all customers to pay for the cost of LNG supply would not be fair to existing ratepayers as they are not causing the incremental costs. OEB staff argued that communities that are served using LNG should pay the costs to serve them. CPA in its submission argued that LNG trucks would be essentially competing with propane trucks to serve the same customers. If subsidies were provided to LNG, then the propane business could be severely impacted. CPA submitted that the fact that propane delivery trucks and distribution centres can profitably operate without a subsidy suggests that LNG delivery trucks should also be able to operate without a subsidy.

---

<sup>11</sup> Union Reply Submission, page 6, July 11, 2016

<sup>12</sup> Enbridge Reply Submission, page 8, July 11, 2016

*Costs included in Economic Assessment*

OEB staff submitted that any leave to construct application for community expansion projects should provide separate costs for the transmission and distribution segment of the project as well as any upstream reinforcement costs. OEB staff was of the opinion that the information would allow the OEB to better evaluate alternatives including LNG or compressed natural gas.

Greenfield suggested that the OEB should consider the capital and operating costs of service expansion and the resulting tolls and tariffs with all relevant demand assumptions in its economic assessment of extending natural gas service to communities.

LPMA supported the evidence of Union with respect to costs that should be included in the economic assessment such as upstream reinforcement costs, minimum design costs, rate base revenue and customer forecast time periods.

Northeast Midstream submitted that the OEB should require distributors to incorporate all the costs associated with providing the incremental service in their economic analysis, including the incremental capital invested; incremental expenses such as taxes, operating costs and incremental gas, storage and transportation costs, on a marginal cost basis.

One of the major issues raised at the hearing was Union's proposed inclusion of advancement charges. Union in its application proposed that costs for upstream distribution system reinforcement costs be included in the economic assessment for any new attachments or load additions. Union noted that it was directed in an OEB Decision<sup>13</sup> to file in future applications, an estimate of the costs of any reinforcement of existing lines that may be necessary as a result of the specific application, and an assessment of the impact of the costs of reinforcement on the economics of the project. Accordingly, Union used this approach in the project to serve Port Elgin, Southhampton and Warton in 1997<sup>14</sup>.

In this application, Union proposed that advancement charges be restricted to situations where material new attachments would result in a need to accelerate future

---

<sup>13</sup> Wingham Expansion Project, E.B.L.O. 253, 1995

<sup>14</sup> E.B.L.O. 259



reinforcement to within three years following the year the attachment is put into service. The rationale for using a three year period was that the planning and execution cycle for a major reinforcement project can extend that long, and Union did not want to be in a position where a small customer would be unable to connect because the system capacity had been fully exhausted. In addition to the above condition, Union proposed that the need for upstream reinforcement advancement charges be restricted to economic assessments where the requirement of a new attachment or load addition is 200 m<sup>3</sup>/hour or higher. LPMA and OEB staff supported Union's position. OEB staff however suggested that if reinforcement did not materialize within the three year window, the advancement charge should be refunded to the particular ratepayers. This view was also supported by Energy Probe. The rationale provided by OEB staff was that the Ontario Government's implementation of a cap and trade program and initiatives to reduce Greenhouse Gas (GHG) emissions could lead to reductions in natural gas flows requiring no reinforcement.

The issue of advancement charges was raised by EPCOR at the oral hearing. EPCOR South Bruce and Northern Cross opposed the requirement of an advancement charge proposed by Union. EPCOR has signed a franchise agreement with the municipalities of South Bruce to provide gas distribution services in Kincardine and surrounding areas. In order to serve the communities, EPCOR requires gas supply from Union's distribution system. EPCOR in its submissions noted that Union had asked EPCOR to pay \$4.2 million as advancement charges for the volumes it requires.

EPCOR argued that the imposition of advancement charges was a barrier to entry and was not based on actual cost but rather a hypothetical cost that may not be realised. EPCOR submitted that the OEB should deny the payment of advancement charges and any system reinforcement costs should be borne by all ratepayers.

South Bruce in its submission noted that the OEB approved an advancement charge in E.B.L.O. 259 but did caution Union that the advancement was entirely dependent upon the utility's estimates of demand growth in each of the other communities served by the line<sup>15</sup>. South Bruce and Northern Cross argued that advancement charges are anti-competitive as new entrants would not have access to the reinforcement plans of an incumbent and would be at a competitive disadvantage when considering expansion design options. South Bruce submitted that advancement charges are essentially a

---

<sup>15</sup> South Bruce submission, para 54, page 13, June 20, 2016

subsidy from customers of the proposed community expansion to the benefits of other ratepayers since all customers benefit from the reinforcement.

Union in reply noted that its proposal with respect to advancement charges was fair and reasonable as it would be unfair to tie up all existing capacity for the benefit of the customer triggering the reinforcement to the exclusion of other customers that may want to connect and would be subject to expansion costs which are triggered as a result of the needs of another customer.

EPCOR in reply argued that the OEB did not have jurisdiction to approve the advance reinforcement charge. EPCOR quoted section 36 of the Ontario Energy Board Act that states that the OEB may make orders approving or fixing just and reasonable rates and in doing so may adopt any method or technique it considers appropriate. EPCOR however noted that the Divisional Court has noted that the cost of service approach is necessary to meet the fundamental core objective of balancing the interest of all consumers and the natural monopoly in rate setting<sup>16</sup>.

EPCOR further noted that in the case of a new advance reinforcement charge, the costs are speculative and therefore the OEB does not have the jurisdiction to set this type of rate.

EPCOR submitted that Union and EPCOR compete for franchises and the prohibition against unjust discrimination in monopoly utility rates is a longstanding common law principle. EPCOR noted the Federal Court Decision in the case of Challenge Communications Ltd. v. Bell Canada that the unjust discrimination principle also prohibits a monopoly utility from discriminating against a competitor<sup>17</sup>. EPCOR submitted that the purpose and intent of the advance reinforcement charge in this case was not based on the economics but was designed solely to prevent EPCOR from serving the municipalities of South Bruce.

EPCOR summarised its submission by stating that the advancement charges were discriminatory and arbitrary, comprised a form of marginal cost pricing, impeded competition, were a barrier to entry and created perverse incentives in the sense that

---

<sup>16</sup> EPCOR Reply Submission, page 4, July 11, 2016

<sup>17</sup> EPCOR Reply Submission, page 4, July 11, 2016

the incumbent would be incentivised to skew plans and customer forecasts in order to discourage entry.

*Criteria for projects/communities that would be eligible for exemptions and other public interest factors that should be included in the criteria*

Union proposed that projects that meet the definition of a community expansion project should be eligible for exemptions from E.B.O. 188. LPMA disagreed and noted that no projects should be eligible for an exemption from E.B.O. 188.

LPMA further submitted that other public interest factors that should be included in the criteria is the energy cost savings for consumers. This is the Stage 2 benefit analysis that is required under the E.B.O 134 Guidelines. Other factors such as economic development should also be considered according to LPMA.

Enbridge made similar submissions and suggested that the OEB should give more weight to Stage 2 benefits in the context of community expansion projects. Enbridge noted some of the other economic benefits of expanding service including higher levels of disposable income as a result of increased savings from conversion to natural gas, benefits to businesses involved in sales and installation of related products/services and greater employment opportunities from the sale and installation of natural gas equipment.

*Exemption to costs included in economic assessment and the mechanism to include these exemptions in assessing specific community expansion projects.*

Union submitted that all incremental costs for the minimum design of a project should be included in the economic assessment for that project. Union further submitted that advancement charges for future upstream distribution system reinforcement should not be included in the economic assessment of a project in cases where reinforcement is not expected for a period of 3 or more years following the year in which an attachment project enters service.

Union further submitted that the incremental costs associated with a preferred design over a minimum design should not be included in the economic evaluation of a project. Lastly, Union submitted that upstream transmission and storage related costs should be excluded from the economic assessment of a distribution project.

LPMA agreed with the submission of Union on all the issues noted above.

*Should the economic, environmental and public interest components in not expanding natural gas service to a specific community be considered? If so how?*

Union submitted that in cases where a project is not economically feasible (project PI less than 1.0 before any contributions or surcharges), public interest factors should be considered in assessing whether to proceed with the particular project. Union further submitted that a further assessment of the impact of not proceeding with a project should not be required as such an assessment would be complex and would require a public policy view.

LPMA agreed with the views of Union and noted that the opportunity cost of not proceeding with a project should be identifiable on a disaggregated basis and should include energy cost savings to potential customers, incremental property taxes as a result of the project, employment growth, environmental benefits, economic benefits to the community and municipality and incremental government revenues.

## **Issue 5**

**Should the OEB allow natural gas distributors to establish surcharges from customers of new communities to improve the feasibility of potential community expansion projects? If so, what approaches are appropriate and over what period of time?**

### **Expansion Surcharge**

Union and Enbridge have proposed the introduction of a single volumetric-based expansion surcharge of \$0.23 per m<sup>3</sup>. The rate translates to an annual amount of approximately \$500 for every expansion customer. Union has noted that the surcharge is a mechanism for the new community expansion customers to contribute a portion of their annual savings from converting to natural gas towards the economic feasibility of the expansion project.

Union proposed that the maximum duration of the expansion surcharge would vary depending on the project economics and would be based on the period required to reach the minimum PI (proposed PI of 0.4). The maximum time-period for any given

project will be 10 years. Enbridge on the other hand proposed the surcharge for a maximum period of 40 years or until the project achieves a PI of 1.0.

None of the parties opposed the establishment of a surcharge for new community expansion customers. OEB staff, VECC, SEC, South Bruce, EPCOR, LPMA and CCC proposed that the expansion surcharge should be extended for up to 40 years in the case of Union's proposal. OEB staff noted that customers of the new communities will realize significant cost savings even after incurring the expansion surcharges. Enbridge and Union have estimated the average annual savings after the surcharge at approximately \$1,100<sup>18</sup>. OEB staff argued that there was no reason why a new customer would not be willing to incur the surcharge for an extended period, considering that they would realize net savings year after year.

Union in its reply noted that extending the term creates significant forecast risk and would serve as a disincentive to conversion further affecting the economics of expansion. Union submitted that a 40-year surcharge period would in essence amount to higher rates for some communities on a long term basis as compared to other neighbouring communities with natural gas service. However, OEB staff in its submission argued that customers in the new communities were aware that it costs more to serve them and if Enbridge considered a 40-year term as appropriate then it should not be a major concern for Union.

LPMA opposed the calculation of the rate (\$0.23 per m<sup>3</sup>) and questioned the use of the same rate by Union and Enbridge. LPMA provided a range of rates and suggested adopting a midpoint within the range depending on the economics of the expansion project.

SEC made a similar argument as LPMA recommending that the surcharge be tailored to match the cost/benefit of a specific project. However, SEC agreed that a unique expansion surcharge for each community could be cumbersome and the OEB could therefore determine 3 to 5 different rates that could be applied to the different community expansion projects based on the economics (the PI) and the benefit to the community (EBO Stage 2 benefits).

---

<sup>18</sup> Enbridge pre-filed evidence, EB-2016-0004, Table 1, Page 15  
Union pre-filed evidence in EB-2015-0179, Exhibit A, Tab 1, Page 21

CCC submitted that distributors should have the ability to adjust the surcharge to account for material changes in the economics of the project such as higher than expected conversion rates. CCC further noted that based on the benefits of converting to natural gas, there was room to increase the surcharge rate from \$0.23m<sup>3</sup> to 0.46m<sup>3</sup> or higher.

Energy Probe submitted that the OEB should establish a distribution rate surcharge as compared to a commodity surcharge to ensure that customers that purchase their commodity through a third party are also liable to pay the surcharge. South Bruce cautioned the OEB to establish a surcharge that does not threaten the economics of conversion or the overall economic viability of the expansion project.

### **Contribution from Municipalities**

Union and Enbridge proposed a contribution from the municipalities known as the Incremental Tax Equivalent. The quantum of the ITE contribution would be based on the estimated value of incremental property taxes collected from the utilities and would be required for a ten year period. In the case of Union, the ITE contribution would match the term of the expansion surcharge. All parties supported additional contribution from municipalities.

OEB staff proposed that the ITE contribution be extended for a maximum of 20 years or match the term of the expansion surcharge, whichever is less. OEB staff noted that the municipalities would realise significant benefits as a result of natural gas expansion including lower heating costs for homes, businesses, schools, hospitals and municipalities and the ability to attract residents and businesses. These benefits were cited by the municipalities in their evidence. OEB staff further referred to the evidence of South Bruce that showed potential savings of \$27 million per year for the communities if there was access to natural gas<sup>19</sup>.

OEB staff was of the opinion that municipalities should make a higher contribution as they were going to be the beneficiaries of natural gas service in terms of higher tax revenues and the increased ability to attract new businesses and residential taxpayers. OEB staff further noted that the additional revenues from the utilities' infrastructure taxes were not being realized today and the municipalities would not be foregoing

---

<sup>19</sup> EB-2016-0004 Transcript, Volume 3, May 9, 2016, Page 146

amounts that are in their current budget. For these reasons, OEB staff proposed a maximum 20 year term for the ITE contribution. FRPO supported the suggestion of OEB staff in reply.

SEC in its submission referred to the same benefits as OEB staff and accordingly proposed the ITE contribution for 40 years or until the project meets the minimum PI. In addition, for communities that are governed by an upper and lower tier municipality, SEC suggested that the ITE should be allocated to both tiers. SEC further suggested that the municipalities should be required to rebate back to the utility all incremental property taxes and not just the pipeline property taxes as proposed by Union and Enbridge.

EPCOR in its submission suggested that the contribution from municipalities should be negotiated between the municipality and the distributor and should be included in the franchise agreement.

South Bruce in reply submitted that the OEB should not make the ITE contribution mandatory. South Bruce noted that the municipalities have a legislative authority to collect property and pipeline taxes and it is up to the municipalities to waive the taxes voluntarily. South Bruce questioned the legal basis under which the OEB could require municipalities to rebate taxes that they were authorized to collect.

#### *Treatment of Surcharge and ITE Contribution Revenues*

Union and Enbridge proposed that the expansion surcharge and ITE contributions should be treated as revenue as opposed to a capital contribution. Union and Enbridge through interrogatory responses<sup>20</sup> demonstrated that ratepayers receive greater benefits in terms of a lower revenue requirement when the expansion surcharge and ITE contributions are treated as revenue.

OEB staff supported the position of Union and Enbridge. However, LPMA, CCC, SEC, EPCOR and FRPO opposed the proposed approach of the utilities. The parties submitted that the amounts representing surcharge should be treated as contribution in aid of construction (CIAC) while the ITE contribution should be treated as revenues.

---

<sup>20</sup> EB-2015-0179, Response to LPMA IR#1 and Exhibit S3.EGDI.SEC.20

SEC was of the view that the ITE contribution should also be treated as CIAC as it too was being proposed in the absence of a required CIAC payment.

LPMA in its submission provided calculations to support its position using Union's Milverton Project as an example. LPMA noted that the sum of the total revenue requirement over the 40 years is \$14.8 million under the revenue approach and \$11.8 million under the CIAC approach. In other words, over 40 years, customers would pay \$3 million more in rates for the Milverton Project under the Union proposal<sup>21</sup>.

Union in reply rejected the calculations provided by LPMA and termed it as flawed. Union noted that the calculations of LPMA were incorrect because the data only used the expansion surcharge and ITE collection in the CIAC case and reflected a comparison to zero expansion surcharge/ITE collections in the "revenue" case. This resulted in the CIAC case having a lower revenue requirement. Union provided a recalculation that showed a difference of \$236,000 in favour of CIAC over a 40-year period<sup>22</sup>, which is less than a 5% difference.

OEB staff in reply noted that CIAC is normally a lump sum payment that is provided to a utility prior to the construction of the project. They are not payments over an extended period. OEB staff further noted that treating surcharges as CIAC would create an inequity between incumbent utilities and new entrants. OEB staff argued that the incumbent utilities have proposed surcharges mainly because they have to charge rates as per existing rate schedules. Conversely, a new entrant would use a cost of service model to calculate its rates and these rates would be derived from the entire capital cost of providing service in the new communities. In other words, the surcharge would be bundled in the new entrant's distribution rates. Affording different treatment to the incumbent utilities and new entrants would not be an appropriate ratemaking approach according to OEB staff.

Further, Enbridge proposed that its expansion surcharge be applicable to all expansion customers while Union limited it to general service customers. In its evidence, Union revealed that contract customers in the 29 communities were not willing to attach to the system if an expansion surcharge was imposed. Union therefore concluded that it could capture the additional costs by requiring a capital contribution, extending the term of the

---

<sup>21</sup> LPMA Submission, Page 12

<sup>22</sup> Union Reply Submission, page 14, July 11, 2016



contract or increasing the minimum annual volume<sup>23</sup> for contract customers. Although contract customers would not be included in the overall analysis, Union indicated that they would be required to achieve the same PI as the community.

OEB staff submitted that the utilities should be given the required flexibility to accommodate contract customers as long as new community expansion customers are not required to subsidize the cost to serve contract customers.

#### **Issue 6**

#### **Are there other ratemaking or rate recovery approaches that the OEB should consider?**

Few parties made submission on other rate recovery approaches. Union maintained that the OEB should avoid where possible, prescriptive ratemaking approaches and allow utilities to bring forward rate proposals that can be reviewed on their merits.

South Bruce submitted that as an alternative to the universal service fund, the OEB should also consider an approach similar to the Rural or Remote Electricity Rate Protection Benefit and Charge (RRRP rate) that is used to subsidize rural and remote electricity ratepayers in Ontario. South Bruce noted that it would be easy to implement a RRRP rate for gas and the mechanics have already been established by the OEB for electricity.

In addition, South Bruce suggested that incumbent utilities should be allowed to charge stand-alone rates that are different from their existing rate schedules for an expansion community. South Bruce submitted that it would not be fair to incumbent utilities if new entrants are allowed to charge rates based on their cost to serve the community. CCC made a similar submission noting that such an approach would level the playing field.

EPCOR recommended that the OEB should consider a framework which allows for lower distribution rates in the initial years of a community expansion project in order to increase the rate of conversion in the initial years and allow new customers to absorb the cost of conversion.

---

<sup>23</sup> EB-2015-0179, Response to LPMA IR#12 and Enbridge IR #6

**Issue 7**

**Should the OEB allow for the recovery of the revenue requirement associated with community expansion costs in rates that are outside the OEB approved incentive ratemaking framework prior to the end of any incentive regulation plan term once the assets are used and useful?**

Union and Enbridge are currently operating under an Incentive Regulation (IRM) framework until the end of 2018. Union and Enbridge have proposed a capital pass-through mechanism to recover capital costs related to community expansion projects. Union noted that the investments are not “business-as-usual” and therefore cannot be managed within Union’s OEB approved capital budget under the 2014-2018 IRM framework. Union further noted that in the absence of approval to recover the revenue requirement related to the capital investments, it would be unable to commit the incremental capital required to facilitate expansion to the communities<sup>24</sup>.

Enbridge in its evidence submitted that irrespective of the ratemaking framework adopted by the OEB to facilitate community expansion, it should allow for the recovery of the associated revenue requirement in rates prior to the end of the current incentive regulation plan.

Some ratepayer groups submitted that the OEB should not allow the revenue requirement associated with community expansion costs during the remainder of the IRM framework. LPMA and BOMA submitted that the scale of expenditure that is forecasted to occur and placed into service by the end of 2017 and 2018 will be relatively small and not likely to be material. LPMA, CCC and BOMA further argued that the expenditures do not qualify under the Y and Z-factor provisions agreed to in the IRM Settlement Agreement for Union. Moreover, BOMA disagreed with Union’s position of categorising the entire portfolio of expansion projects as a single project in order to make the projects eligible for a Y-factor treatment.

LPMA submitted that Union was requesting a change to the IRM agreement by allowing a new cost to be included in rates. LPMA argued that it would not be appropriate for the OEB to make a change to the agreement without consent of all the parties to the agreement. However, LPMA submitted that it was not against the concept of including

---

<sup>24</sup> Union Evidence in EB-2015-0179, Exhibit A, Tab 1, Page 33

the revenue requirement in rates prior to the end of the IRM framework on the condition that such treatment would be negotiated along with other changes.

SEC presented similar arguments as LPMA and noted that the Enbridge IRM decision and the Union Settlement Agreement<sup>25</sup> were carefully crafted to balance the needs of the utility with that of ratepayers and therefore no more changes should be accepted by the OEB.

On the other hand, OEB staff, EPCOR, South Bruce and IGUA supported Union and Enbridge's request to recover the revenue requirement associated with community expansion in rates outside of the OEB-approved IRM framework.

EPCOR and South Bruce agreed with Union that the need for investment related to community expansion was unknown at the time that Union's IRM framework was negotiated and approved. EPCOR noted that utilities already face enough risk in expansion market and the additional risk of not being able to pass through capital costs during the IRM framework was not appropriate. South Bruce submitted that if capital costs related to community expansion projects were not allowed to be recovered during the IRM period, it would lead to a delay in implementation of the expansion projects.

IGUA supported the recovery of the revenue requirement during the IRM period noting that it was another good example of an appropriate tool to provide regulatory flexibility to facilitate rational natural gas system expansion. However, it noted that this approach was more complicated for Union as its IRM framework is the result of a settlement agreement as opposed to an OEB decision. IGUA however noted that approving Enbridge's proposal to recover the revenue requirement in rates prior to the end of the IRM term while denying Union's would effectively penalize Union for having reached a settlement rather than litigating its current IRM plan. For these reasons, IGUA was willing to endorse affording Union the same regulatory flexibility.

Union in reply argued that the current capital pass through mechanism exists within the IRM framework. Union further submitted that irrespective of the IRM framework, applicants are not pre-empted from seeking relief for costs that are outside of the ordinary course of business and not contemplated within the existing rate order<sup>26</sup>.

---

<sup>25</sup> EB-2013-0202, July 31, 2013

<sup>26</sup> Union Reply Submission, Page 9, para 25, July 11, 2016

## Issue 8

### **Should the OEB consider imposing conditions or making other changes to Municipal Franchise Agreements and Certificates of Public Convenience and Necessity to reduce barriers to natural gas expansion?**

The Municipal Franchise Agreement (MFA) is an agreement between a municipality and the gas distributor that outlines the terms and conditions of access to municipal infrastructure by the gas distributors. It is essentially an operating agreement that specifies the provisions for access to road allowance, excavations, restoration and compensation for any changes to municipal infrastructure as a result of any work undertaken by the gas distributor. The MFA must be submitted to the OEB for approval under section 9 of the *Municipal Franchises Act*. The OEB with the input of municipalities has developed a Model Franchise Agreement that provides a template to guide natural gas distributors and municipalities as to the terms and conditions the OEB generally finds reasonable under the *Municipal Franchises Act*.

Prior to commencing work to supply gas within a municipality, the gas distributor must apply to the OEB for a Certificate of Public Convenience and Necessity (Certificate). Depending on the infrastructure proposed to be built, the gas distributor requires a leave to construct approval from the OEB under section 90 of the Ontario Energy Board Act.

Although a gas distributor may have entered into a MFA with a municipality, the OEB has the authority to authorise multiple gas distributors to operate within a single municipal boundary. In other words, two gas distributors could potentially operate within the boundaries of the same municipality but would serve different customers.

Union and Enbridge submitted that the OEB should not review or change the existing form of the MFA or the corresponding approval process. Union in fact stated that the OEB should re-affirm its expectation that the current MFA should continue to be adopted on a consistent basis across the province.

Union argued that the current MFA does not impose any specific barriers to expansion. A municipality can have multiple franchise agreements with different gas distributors and the existence of a MFA does not create a barrier for other gas distributors to offer their services in a community that is not currently served. Although Union agreed that a Certificate provides exclusive rights to distribute gas to a specific geographic area,

Union was of the view that the OEB can review and amend the geographic area covered by a specific Certificate through an application to do so. Therefore there was no need to undertake a review of the MFA or the Certificate.

However, Union proposed that prior to entering into a MFA, a distributor should be obligated to inform the municipality of the rates that will be charged and any conditions associated with those rates. Union submitted that such an approach would ensure transparency, especially in cases where there are multiple proponents. In cases where pre-existing approved rate schedules do not exist, Union suggested that the OEB should approve rates prior to approval of the franchise or delay the approval of the franchise until rates are approved by the OEB.

EPCOR in its submission agreed with Union and Enbridge that specific amendments were not required to the MFA. However, it was of the opinion that Ontario municipalities should be free to negotiate agreements that meet the needs of local conditions. South Bruce made a similar suggestion. While BOMA did not believe that any modifications were required, it did suggest that gas distributors should be licensed like electricity distributors in Ontario.

South Bruce in its submission urged the OEB to clarify that MFAs are non-exclusive. Enbridge expressed a similar view and dismissed EPCOR's argument that incumbent utilities had an inventory of franchise agreements that were not being used. Enbridge submitted that franchise agreements were not exclusive and there was nothing to prevent a municipality to enter into them with more than one gas distributor.

South Bruce further urged the OEB to introduce a sunset clause in the MFA similar to the Certificate in the event that a distributor fails to construct the approved expansion in the franchise area. South Bruce submitted that the OEB should terminate the MFA after one year unless there is an active and valid Certificate. South Bruce further noted that under the current MFA, municipalities are beholden to a distributor for the entire 20 years regardless of whether the utility constructs the expansion infrastructure within the municipality.

OEB staff, LPMA, BOMA and SEC made a similar suggestion of including a termination clause whereby a MFA and Certificate would automatically expire if construction has not commenced within certain years of receiving approval by the OEB. While OEB staff suggested a term of 3 years, LPMA suggested a term of 5 years. LPMA further

suggested that the OEB should consider amending the Certificate to cover only geographic areas actually served by a distributor in order to prevent banking of MFAs and Certificates in order to encourage other distributors to provide service in the un-served areas.

#### Issue 9

**What types of processes could be implemented to facilitate the introduction of new entrants to provide service to communities that do not have access to natural gas. What are the merits of these processes and what are the existing barriers to implementation? (e.g. Issuance of Request for Proposals to enter into franchise agreements)**

Union in its evidence submitted that a process requiring a Request for Information (RFI) or Request for Proposal (RFP) from multiple parties interested in providing gas distribution services in a community would not be helpful if projects still need to meet the current E.B.O. 188 Guidelines. Union argued that the largest barrier to expansion is economic in nature and the challenge was to reduce capital costs or change the required economic feasibility criteria. Enbridge made a similar observation and suggested that no action was required to facilitate the introduction of new entrants to provide gas distribution services in communities that do not have access to natural gas.

Union and Enbridge submitted that the current process provides sufficient flexibility for new entrants to compete for providing gas distribution services. In cases where more than one party is interested in providing service to a municipality, Union submitted that both parties can bring forward a Franchise, Certificate or Leave to Construct applications to the OEB or intervene in another party's application and the OEB could make a determination on which application to review. However, Union noted that the OEB would need to know the proposed rates and resulting rate impacts to customers in order to make a determination. Union and Enbridge submitted that rate impacts are a key determinant to any expansion proposal. LPMA agreed with the submission of Union on this issue.

Enbridge argued that it would not be possible for a municipality to make an informed decision and intelligent selection of a gas distributor in the absence of rate related information. Union further added that encouraging a municipality to have an RFI or RFP

process in the absence of requiring an understanding of the costs and rates could result in a non-binding outcome and potential unmet expectations.

Union further submitted that the OEB should also consider whether new entrants would be able to satisfy the public interest in a manner comparable to the existing utilities. Union argued that encouraging existing distributors to expand their systems as opposed to encouraging new entrants would result in a more efficient natural gas sector in Ontario considering that they already have the required supporting administrative infrastructure.

For new entrants interested in providing gas distribution services in Ontario, Union proposed that new entrants should be capable of meeting the minimum requirements of a distributor. These included:

Operational Capability – Distribution system that is reliable and compliant with regulation, existence of emergency response procedures and technical staff, system integrity program, Gas Supply Procurement etc.

Ability to meet core expectations of the OEB – meet OEB service quality metrics, compliance with Affiliate Relationship Code, ability to deliver demand side management programs and compliance with future government policy mandates (Cap and Trade)

Financial Stability – Capital requirements, credit worthiness, ability to meet certain financial metrics and a financial plan for the specific expansion

Union further submitted that if the OEB's expectations of new entrants were not the same as that of existing utilities, the ability of existing utilities to compete on a level playing field with new entrants would be seriously jeopardized.

Enbridge agreed with the minimum requirements proposed by Union.

EPCOR in its argument submitted that competition for franchises can help achieve the objective of promoting the public interest. Competition can result in lower costs to customers and provides incentives to potential distributors to find ways to reduce capital costs or provide innovative offerings to secure a deal. EPCOR further noted that one of the most important benefits of competition is that it promotes dynamic efficiency by motivating proponents to find efficient ways of providing a range of energy services.

EPCOR cited the OEB's Framework for Transmission Project Development Plans that set out its policy for new transmission investment in Ontario. In that policy, the OEB noted that competition in transmission services in Ontario would drive economic efficiency for the benefit of ratepayers<sup>27</sup>. EPCOR referred to the East West Transmission Tie Line project where the OEB received six applications for designation and selected the Upper Canada Transmission Inc. (a partnership between NextEra Energy Canada, Enbridge Inc. and Borealis Infrastructure Management)<sup>28</sup>.

EPCOR noted the initiative undertaken by South Bruce municipalities to select a distributor for providing natural gas services within their communities. South Bruce initiated a RFI process to canvass the market for potential suppliers of natural gas distribution services in March 2015. The municipalities received six proposals from which EPCOR was selected as the preferred proponent and a franchise agreement was signed with EPCOR on February 22, 2016.

South Bruce submitted that the OEB should encourage but not require municipalities to hold competitive procurement processes (RFPs, RFQs and RFIs) prior to entering into a franchise agreement. South Bruce noted that some municipalities may not want to hold a competitive procurement process and may prefer to sole source a franchise agreement. South Bruce disagreed with the submissions of some parties that proposed that the OEB should conduct the competitive procurement process or impose mandatory requirements on competitive procurement.

SEC presented similar arguments as South Bruce but submitted that for large communities, a competitive process must be required with specific bid criteria and information requirements.

In case of municipalities that hold a competitive procurement process, South Bruce submitted that confidentiality of the bids must be maintained. South Bruce further noted that municipalities are best positioned to represent the interests of local customers and must play an important role in selecting a natural gas service distributor in their communities.

---

<sup>27</sup> EB-2010-0059 OEB Policy: Framework for Transmission Development Plans, August 26, 2010

<sup>28</sup> East West Tie Line Designation, Phase 2 Decision and Order, August 7, 2013



South Bruce and SEC outlined similar set of criteria as Union that focused on technical qualifications, financial capability and experience of proponents. South Bruce agreed that the needs of large users must be considered in any proposal but noted that municipalities are in the best position to consider the needs of the community as a whole. South Bruce noted the possibility that large users could prefer a rate design model that allocates a majority of the costs to other customer classes.

OEB staff in its submission agreed with Dr. Yachew representing EPCOR that the duties and responsibilities to select a party to enter into a municipal franchise agreement should reside with the municipality. However, OEB staff submitted that the OEB could facilitate this process by pre-qualifying a pool of potential proponents that would have the requisite financial and technical experience and expertise to operate a natural gas distribution system. OEB staff submitted that the decision criteria for the pre-qualification process should be similar to the criteria used in the East-West tie transmission line proceeding and those proposed by Union in this proceeding. Parkland also cited the East-West tie proceeding as the preferred approach to conduct a competitive process.

SEC noted that the OEB may not have the authority to mandate that franchise agreements have to be awarded by way of a competitive procurement process or to impose binding requirements of what must be included in franchise agreements. SEC noted that the OEB could only provide guidance to the municipalities.

Greenfield supported a competitive process for awarding municipal franchise agreements but submitted that any such process must include consultation with major customers prior to the granting of a MFA in order to ensure that the proposed options are efficient and effective.

Greenfield further submitted that the South Bruce municipal franchise applications that are currently before the OEB should not proceed until a framework has been determined in this proceeding and the South Bruce applications are in compliance with the established framework.

## Issue 10

**How will the Ontario Government's proposed cap and trade program impact an alternative framework that the OEB may establish to facilitate the provision of natural gas services in communities that do not currently have access?**

On February 24, 2016, the Ontario Government introduced new legislation on climate change. The proposed *Climate Change Mitigation and Low Carbon Economy Act* seeks to fight climate change, working with industry and other partners on the design of a cap and trade program. The cap will put a limit on the amount of greenhouse gases (GHG) that businesses, institutions and households can emit and will put a price on carbon including natural gas. The objective of the cap and trade program is to cut GHG emissions in the Province and encourage the development of clean technologies. The Government further introduced the Five Year Climate Change Action Plan in June 2016 that provides a roadmap for reducing GHG emissions and measures to invest the proceeds from the cap and trade program to accelerate the development and use of clean technology by businesses and homeowners.

Enbridge argued that the cap and trade program is not a barrier to expanding natural gas to unserved communities and Enbridge's proposal was aligned with Government policy. Enbridge noted that expansion of natural gas in communities that do not currently have access will contribute to reducing GHG emissions and will assist in meeting the Province's GHG reduction targets. Enbridge submitted that the cap and trade program will increase the energy cost savings for customers in the new communities that switch to natural gas from propane and heating fuel. Conversely, those converting to natural gas from electricity will realize a small decline in savings. Enbridge however noted that savings from converting to natural gas will remain significant, falling marginally from \$2,165 per year to \$2,081 per year.

Enbridge agreed with the submission of OEB staff that if the OEB is satisfied that expansion of natural gas to unserved communities will reduce GHG emissions, there was no further need to examine alternatives that may provide further GHG emission reductions. Enbridge reiterated OEB staff's position that a net reduction in GHG emissions was a sufficient test in this proceeding to evaluate the impact of a proposed cap and trade program on any alternative framework established to support the expansion of natural gas.

OEB staff in its submission stressed the fact that natural gas had the lowest combustion carbon footprint in the hydrocarbon family and with the exception of electricity; conversion from all other commonly used fuel sources would lead to a reduction in GHG emissions. OEB staff further noted that a price on carbon emissions would not have a material impact on conversion rates from electricity as the savings would decline marginally.

LPMA questioned the need of expanding the use of natural gas into communities that do not have access with long-lived assets when the government is promoting the rapid transition away from fossil fuels. LPMA argued that the climate change initiatives of the government could lower the demand for natural gas in unserved areas especially as the Province considers programs to promote clean energy technologies such as geothermal heat pumps, air-source heat pumps and solar energy generation systems.

CCC and IGUA submitted that the only impact of the proposed cap and trade program to the framework that the OEB may establish is on the economics of a proposed project and it is up to the customers in the new communities whether they want natural gas service.

The environmental groups (OSEA, Environmental Defence and OGA) submitted that in light of the Province's goal to reduce carbon emissions, the utilities must be required to assess sustainable energy technologies for all community expansion projects. OSEA submitted that if natural gas expansion is not more economical than sustainable energy solutions, the natural gas expansion project should not be permitted to proceed.

The environmental groups submitted that in many communities that do not have access to natural gas, homeowners and businesses are not seeking natural gas service but are seeking lower energy costs. In communities that do not have natural gas service, the costs to convert to sustainable energy technologies such as geothermal may be less than converting to natural gas and the operating costs of such technologies is also lower than natural gas. The environmental groups therefore argued that it makes more sense in the new communities to promote and install sustainable energy solutions.

OGA submitted that in light of the Province's mandate to aggressively reduce GHG emissions by 2050, the OEB should impose a moratorium on community expansion applications until the utilities present for the OEB's review, their strategy to achieve the goals of the Climate Change Action Plan.

OEB staff in reply disagreed with the recommendations of OGA and argued that the government was still committed to promoting natural gas expansion and details emerging from the Climate Change Action Plan confirm that homeowners and businesses will have continued access to natural gas.

### **Issue 11**

**What is the impact of the Ontario Government's proposed cap and trade program on the estimated savings to switch from other alternative fuels to natural gas and the resulting impact on conversion rates?**

Union, Enbridge, EPCOR and OEB staff submitted that since natural gas has lower GHG emissions than heating oil and propane, the proposed cap and trade program will increase the cost advantage for natural gas. In addition, those converting to natural gas from electricity will realize a small decline in savings. Enbridge noted that converting from electricity will still remain significant, falling marginally from \$2,165 per year to \$2,081 per year. Consequently, the utilities and OEB staff expect the cap and trade program to have a minimal impact on conversion rates.

South Bruce submitted that the cap and trade program is likely to result in increased savings from switching to natural gas (from higher carbon intensive fuels) and this may have a positive impact on conversion rates.

LPMA submitted that the cap and trade program will likely result in a decrease in conversions from wood and electricity due to lower savings and higher conversions from oil and propane. LPMA noted that a large majority of wood is self-provided in rural and northern areas and would therefore not attract the proposed carbon tax. LPMA recommended that the OEB should review estimated savings and conversion rates on a project by project basis due to the diversity of alternate energy sources across communities.

### **Issue 12**

**How should the OEB incorporate the Ontario Government's recently announced loan and grant programs into the economic feasibility analysis?**

The Ontario Government through the Minister of Economic Development, Employment and Infrastructure has announced \$200 million in Natural Gas Access Loans over two years to help communities partner with utilities to extend access to natural gas. The Government has also made available \$30 million in Natural Gas Economic Development grants to accelerate projects with clear economic development potential<sup>29</sup>. The government has not provided any details or the criteria under which these grants and loans will be available. The OEB in Procedural Order No. 3 requested parties to provide comments in their submissions on how to incorporate the loan and grant programs into the economic feasibility analysis and how the disbursement of these funds might relate to the OEB's approval of expansions.

Enbridge and Union both submitted that under their proposed approaches, community expansion projects would be able to proceed without provincial funding. Almost all parties suggested that any government grant should be used as a contribution in aid of construction to reduce the capital cost of project. Parties also suggested that loans should be directed to new customers in the communities to defray the costs of converting their heating and water heating systems to natural gas. This would result in higher conversion rates since the upfront costs would be significantly reduced.

---

<sup>29</sup> February 18, 2015 Letter of the Ontario Energy Board

Ontario Energy  
Board

Commission de l'énergie  
de l'Ontario



EB-2016-0004

## Ontario Energy Board

### Application under the Ontario Energy Board's own motion to consider potential alternative approaches to recover costs of expanding natural gas service to communities that are not currently served

#### PROCEDURAL ORDER NO. 3 May 30, 2016

On July 23, 2015, Union Gas Limited (Union) filed an application (EB-2015-0179) with the Ontario Energy Board (OEB) seeking approval to provide natural gas service to certain communities that are not being currently served. The application was in response to a letter<sup>30</sup> from the OEB inviting parties with the appropriate financial and technical expertise to propose one or more plans for natural gas expansion. The OEB further noted that it would consider requests for regulatory flexibility or appropriate exemptions in the context of an application made for approvals pertaining to expansion portfolios and specific projects.

Union in its application indicated that under its proposal, it could complete approximately 29 projects to provide natural gas service to 18,000 homes and businesses in 34 communities at an estimated cost of \$135 million. Union also sought approval for rate recovery of four specific projects and leave to construct approval for three of the four projects.

In a letter dated January 20, 2016, the OEB informed all parties that it intended to proceed with a generic hearing on its own motion as the issues raised by all the parties

---

<sup>30</sup> OEB Letter dated February 18, 2015

in Union's application were common to all gas distributors and new entrants seeking to provide gas distribution services in communities that do not have access to natural gas. The OEB also noted in that letter that Union's application (EB-2015-0179) would be put on hold until the completion of the generic hearing.

Accordingly, the OEB issued a Notice of Hearing for the generic proceeding on February 5, 2016. In Procedural Order No. 2 issued on March 9, 2016, the OEB determined a final Issues List for the proceeding and set out the process for filing of evidence and discovery of that evidence. The OEB also scheduled an oral hearing in the procedural order.

The OEB held an oral hearing from May 5, 2016 until May 13, 2016. At the end of the hearing, the panel indicated that they would provide for two rounds of submissions and would provide further guidance on characterization of the submission that would best inform the panel.

On May 17, 2016, Environmental Defence filed a letter quoting a recent Globe and Mail newspaper article (May 16, 2016) that referred to the Ontario Government's upcoming Climate Change Action Plan. The plan reportedly aims to move consumers off natural gas and onto other sources of energy such as electric heat, geothermal and solar power. The plan also intends to adopt new building codes that would require all homes and small buildings constructed in 2030 and beyond to be heated without fossil fuels. Environmental Defence noted that the draft plan contains numerous provisions that would be highly relevant to this proceeding. Accordingly, Environmental Defence submitted that the first round of submissions for this proceeding should be scheduled one week following the release of the Climate Change Action Plan.

On May 19, 2016, the Canadian Propane Association (CPA) filed a letter supporting the proposal of Environmental Defence. However, CPA submitted that the OEB not only consider deferring closing arguments but also raised the possibility of whether there is any merit in allowing parties to file updates to their evidence to reflect changes in the Climate Change Action Plan, and/or whether a further round of interrogatories should be allowed so that parties may ask utilities and other intervenors to provide updated program data and forecasts reflective of any such new policy.

The OEB does not consider it necessary to delay the schedule for arguments in this hearing. The purpose of this hearing is to inform the OEB of what considerations should be included in a framework for examining the merits of specific gas distribution expansion proposals. It is the OEB's intent that the framework being developed will

have the flexibility to adapt to the introduction of any programs or building code requirements that have a bearing on the prospective use of natural gas in any subject communities.

As the Ontario Government has not yet released the details of the actual Climate Change Action Plan, the OEB cannot speculate on its contents. Parties may choose to address in their submissions the impact of scenarios similar to that outlined in the media reports on the community expansion framework. In keeping with the OEB's stated intent regarding adaptability, submissions of this nature could inform the OEB in determining the degree of flexibility required in an assessment framework.

As mentioned above on the last day of the oral hearing the OEB stated that it would identify matters that it considered to be of particular significance in the establishment of a framework for assessing natural gas distribution system expansion proposals. The intent is to have parties address these matters in their submissions if they have adopted positions that are relevant to the identified matters.

The issues list used to scope this hearing and the OEB's ruling on the requests for additional information in its Decision on Incomplete Interrogatory Responses dated May 2, 2016, should be viewed as the primary guidance documents for scoping the arguments. The following questions flow from the evidence that was provided in the hearing and the OEB welcomes submissions on them.

In relation to issue # 8, the OEB would be further assisted if the parties could consider the following additional questions: Should the Municipal Franchise Agreement approval process be accompanied by a selection process? Who should conduct the process and what should the selection criteria be? How would the needs of large users be considered? Submissions on the current purpose and use of the Municipal Franchise Agreement would also be of assistance.

The panel would be also be assisted by comments regarding some jurisdictional issues. Parties will already be addressing the extent to which the OEB has the jurisdiction to authorize subsidies between utilities through issue #2. The OEB asks that parties further consider what, if any, changes to the OEB's jurisdiction would be helpful in allowing the OEB to foster the rational expansion of natural gas service in Ontario.

With respect to Issue #10, in addition to submissions on how to incorporate the loan and grant programs into the economic feasibility analysis, the OEB would welcome



submissions on how the disbursement of these funds might relate to the OEB's approval of expansions. The OEB recognizes that ultimately the government will decide how this money is best used, but the OEB would like to hear the parties' views on the optimal use of these funds.

The OEB considers it necessary to make provision for the following matters related to this proceeding. The OEB may issue further procedural orders from time to time.

**THE OEB ORDERS THAT:**

1. Parties that wish to file written submissions must file their submissions with the OEB and deliver it to all other parties on or before **June 20, 2016**.
2. Parties that wish to respond to the submissions made by other parties must file their reply submissions with the OEB and deliver it to all other parties on or before **July 11, 2016**.

All filings to the OEB must quote the file number, EB-2016-0004 and be made electronically in searchable / unrestricted PDF format through the OEB's web portal at <https://www.pes.ontarioenergyboard.ca/eservice/>. Two paper copies must also be filed. Filings must clearly state the sender's name, postal address and telephone number, fax number and e-mail address. Parties must use the document naming conventions and document submission standards outlined in the RESS Document Guideline found at <http://www.ontarioenergyboard.ca/OEB/Industry>. If the web portal is not available parties may email their documents to the address below. Those who do not have internet access are required to submit all filings on a CD in PDF format, along with two paper copies. Those who do not have computer access are required to file 7 paper copies.

All communications should be directed to the attention of the Board Secretary at the address below, and be received no later than 4:45 p.m. on the required date.

**ADDRESS**

Ontario Energy Board  
P.O. Box 2319  
2300 Yonge Street, 27th Floor  
Toronto ON M4P 1E4  
Attention: Board Secretary

E-mail: [boardsec@ontarioenergyboard.ca](mailto:boardsec@ontarioenergyboard.ca)  
Tel: 1-888-632-6273 (Toll free)  
Fax: 416-440-7656

**DATED** at Toronto, May 30, 2016  
**ONTARIO ENERGY BOARD**

Original signed by

Kirsten Walli  
Board Secretary

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2015-070

R-3922-2015

19 mai 2015

---

**PRÉSENTE :**

Françoise Gagnon  
Régisseur

---

**Société en commandite Gaz Métro**  
Demanderesse

---

**Décision finale**

*Demande d'autorisation à l'égard du projet d'extension de  
réseau dans le parc industriel de Beauharnois*



## 1. DEMANDE

[1] Le 27 mars 2015, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro, ou le Distributeur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et de l'article 1(1) du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (le Règlement), une demande afin d'obtenir l'autorisation requise de la Régie pour prolonger son réseau de distribution dans le Parc industriel de Beauharnois afin de desservir l'agrandissement du parc et ainsi permettre l'accès au gaz naturel à de futurs clients (le Projet).

[2] Dans l'avis diffusé sur son site internet, en date du 9 avril 2015, la Régie invite les personnes intéressées à soumettre des commentaires écrits, selon les exigences des articles 21 et 22 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*<sup>3</sup>. Elle indique dans cet avis qu'elle traitera la demande par voie de consultation.

[3] Le 10 avril 2015, la Régie adresse une demande de renseignements à Gaz Métro. Le 23 avril 2015, le Distributeur répond à cette demande.

[4] Aucune personne intéressée ne s'est manifestée et la Régie entame son délibéré le 1<sup>er</sup> mai 2015.

[5] Par la présente décision, la Régie se prononce sur la demande de Gaz Métro.

## 2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[6] En vertu de l'article 73 de la Loi, Gaz Métro doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de distribution de gaz naturel.

---

<sup>1</sup> RLRQ, c. R-6.01.

<sup>2</sup> RLRQ, c. R-6.01, r. 2.

<sup>3</sup> RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.

[7] Gaz Métro doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 1,5 million de dollars, conformément aux dispositions du Règlement.

### 3. ANALYSE

#### 3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

[8] Le Projet vise à desservir l'agrandissement du Parc industriel de Beauharnois. La Ville de Beauharnois désire rendre accessible une grande partie de son parc industriel qui n'est pas développé actuellement. Cette section du parc est maintenant traversée par la nouvelle section de l'autoroute 30 et est accessible par une nouvelle bretelle d'autoroute. La Ville effectuera des travaux civils à l'été 2015 pour construire les rues et implanter les services.

[9] La première section du parc industriel, en bordure de la route 132, est déjà desservie par le gaz naturel depuis 1983 avec une conduite de 168,3 mm de classe 400 kPa. Gaz Métro indique que cette conduite n'est pas suffisante pour desservir l'agrandissement d'un parc industriel de l'envergure visée par la Ville, en raison d'une pression trop faible pour livrer un débit horaire adéquat aux clients potentiels du parc. Le Distributeur doit donc installer une nouvelle conduite haute pression à partir de son réseau.

[10] Le Projet vise l'atteinte des objectifs suivants<sup>4</sup> :

- desservir un nouveau territoire;
- permettre l'accès au gaz naturel à de futurs clients;
- favoriser la réduction des gaz à effet de serre (GES) et des polluants atmosphériques;
- proposer un tracé d'extension du réseau gazier minimisant les impacts économiques et environnementaux.

---

<sup>4</sup> Pièce B-0006, p. 5.

### 3.2 DESCRIPTION DU PROJET, AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES ET JUSTIFICATION

[11] Le réseau de gaz naturel du secteur de Beauharnois a été construit durant les années 1983 et 1984. Une conduite d'alimentation de 273,1 mm de classe 2 400 kPa amène le gaz naturel jusqu'à un poste de détente au sud de la Ville de Beauharnois. À partir de ce poste, diverses conduites de classe 400 kPa distribuent le gaz naturel dans la Ville.

[12] La réalisation du Projet, estimé à 3,98 M\$, nécessitera l'installation de 7 981 mètres de conduite, dont 1 221 mètres pour la conduite d'alimentation qui sera exploitée à une pression de 2 400 kPa. Pour ce qui est des conduites de distribution, la pression sera réduite à 700 kPa à la sortie du nouveau poste de détente<sup>5</sup>.

[13] Une analyse des sols a été effectuée aux endroits stratégiques et aux endroits où des traverses seront installées. Ainsi, cinq puits de forage ont été effectués dont deux pour la traverse de la rivière St-Louis, deux pour la traverse de l'autoroute 30 et un à l'endroit où sera localisé le poste de détente. Deux de ces puits ont été forés à une profondeur de 15 mètres et les trois autres à une profondeur de cinq mètres. Les forages ont démontré que le sol est composé principalement d'un dépôt d'argile, permettant de croire qu'il ne devrait pas y avoir d'imprévus majeurs.

[14] Le Parc industriel de Beauharnois se démarque par son positionnement géographique, sa très vaste superficie et son emplacement particulier qui l'isole complètement des secteurs résidentiels de la Ville de Beauharnois. Le parc est localisé au carrefour de la nouvelle autoroute 30 et de la route 236 (sortie 22) et regroupe cinq secteurs bien distincts comprenant une superficie totale de plus de 25 millions de pieds carrés. Il bénéficie de ce fait d'un accès direct au réseau autoroutier qui vient renforcer sa

---

<sup>5</sup> Pièce B-0007.

position stratégique où convergent également le réseau ferroviaire de CSX transportation (cour de triage et gare intermodale) et la Voie maritime du Saint-Laurent (située à proximité avec le port de Valleyfield).

[15] Même si aucun client n'est encore formellement identifié, la Ville de Beauharnois désire attirer des entreprises de moyenne et grande envergure. Des entrepôts et des industries sont notamment ciblés. Compte tenu de son avantage concurrentiel par rapport aux autres formes d'énergie, en termes de prix et d'émissions de GES, le gaz naturel constitue un atout important pour attirer ces entreprises.

[16] L'option d'un doublage sur toute la longueur de la conduite alimentant actuellement le parc industriel est envisageable. Toutefois, étant donné que le parc est de grande envergure et qu'une partie se trouve près de sa conduite haute pression, Gaz Métro indique qu'il était plus logique et moins coûteux de faire le raccordement à partir de cette conduite, traverser la rivière en haute pression et installer un poste de détente pour faire la distribution dans le parc. Elle précise qu'un doublage augmenterait la distance de la conduite de près de 3,6 km, dont plus de la moitié serait réalisée dans une rue pavée. De plus, l'excavation à proximité d'une autre conduite existante demande un espace de dégagement qui implique une tranchée plus large. Gaz Métro précise également que le doublage en haute pression ne permettrait pas de raccorder de nouveaux clients sur la portion du tracé ainsi doublé.

### 3.3 PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLIQUÉES

[17] Le Projet sera réalisé conformément à l'ensemble de la réglementation applicable, notamment aux exigences de la dernière édition disponible de la norme CSA Z662 - Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz ainsi qu'au *Règlement sur le gaz et la sécurité publique*<sup>6</sup>, qui intègre les exigences des codes applicables de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR).

---

<sup>6</sup> RLRQ, c. D-10, r. 4.



[18] Les données techniques des conduites sont les suivantes :

Conduite	Classe (kPa)	Longueur (m)
168,3 mm en acier	2 400	1 221
219,1 mm en acier	700	25
219,1 mm en plastique	700	3 135
168,3 mm en plastique	700	2 300
114,3 mm en plastique	700	1 300
<b>Longueur totale :</b>		<b>7 981</b>

[19] Gaz Métro précise que le diamètre des conduites a été déterminé sur la base d'estimation des entreprises qui pourraient s'installer dans un parc industriel de cette dimension. Les besoins en gaz naturel de cette extension de réseau sont estimés à 11 000 m<sup>3</sup>/h.

### 3.4 COÛTS ET ASPECTS ÉCONOMIQUES DU PROJET

[20] Le Projet nécessite des investissements totalisant 3,98 M\$ entièrement payés par la Ville de Beauharnois.

[21] Le 13 janvier 2015, le conseil municipal de la Ville de Beauharnois adoptait une résolution autorisant la signature d'un protocole d'entente entre la Ville et Gaz Métro<sup>7</sup> (le Protocole d'entente).

[22] Le Protocole d'entente, signé le 22 janvier 2015, prévoit une contribution de 3 980 092 \$ de la Ville, payable avant le début des travaux de construction<sup>8</sup>. Gaz Métro informera la Ville des coûts réels des travaux dans les 90 jours suivant leur fin. Si les coûts réels sont inférieurs aux coûts estimés et déjà payés par la Ville, Gaz Métro remboursera la Ville, dans les 30 jours suivant l'avis, pour le montant versé en trop par cette dernière. Si, à l'inverse, les coûts réels sont supérieurs aux coûts estimés, la Ville s'engage à faire parvenir à Gaz Métro, dans les 30 jours suivant l'avis, un chèque couvrant l'excédent des coûts.

---

<sup>7</sup> Pièce B-0008.

<sup>8</sup> Pièce B-0009.

[23] Selon le Protocole d'entente, une analyse de rentabilité sera également effectuée cinq ans après la date de mise en gaz du réseau projeté. Cette analyse, préparée à l'aide de l'outil de calcul du revenu requis de Gaz Métro, se fera sur la base des paramètres suivants, en considérant l'ensemble des clients raccordés au projet entre la date de mise en gaz du réseau et le cinquième anniversaire de cette même mise en gaz :

- revenus réels engendrés par tous les clients raccordés sur le tronçon de conduite considéré dans le cadre du projet;
- coûts réels de construction pour l'ensemble des infrastructures détenues par Gaz Métro pour l'alimentation en gaz naturel des clients raccordés;
- montants d'aide financière versés aux clients;
- paramètres financiers en vigueur lors de l'analyse de rentabilité;
- données réelles de volumes et nombre de clients reconduits aux années subséquentes aux fins de calcul de rentabilité selon les paramètres contractuels des clients signés. Pour ces clients, le taux de distribution qui sera utilisé pour les années subséquentes sera celui calculé à partir des tarifs en vigueur lors de l'analyse de rentabilité.

[24] À la suite de l'analyse de rentabilité, si le taux de rendement interne (TRI) réel du Projet s'avère supérieur au coût en capital autorisé par la Régie pour l'année 2014-2015, Gaz Métro remboursera à la Ville de Beauharnois une partie de sa contribution afin de ramener le TRI au taux autorisé jusqu'à concurrence du remboursement complet de la contribution versée originalement.

[25] Étant donné que la Ville de Beauharnois assumera entièrement les coûts du Projet sur la base des coûts réels, il n'y aura aucun impact tarifaire prévu au moment du dépôt du Projet. Tout ajout de clients éventuels aurait un impact à la baisse sur les tarifs. Cet impact serait cependant atténué par le remboursement éventuel à la Ville, cinq ans après la date de mise en gaz du réseau projeté, d'une partie de la contribution financière versée<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> Pièce B-0013, réponses 2.1 et 2.2.

### 3.5 AUTRES AUTORISATIONS REQUISES

[26] Outre l'autorisation de la Régie, les autorisations requises pour le Projet sont les suivantes<sup>10</sup> :

- ministère des Transports du Québec (MTQ);
- Nouvelle Autoroute 30 s.e.n.c.;
- permis de construction de la Municipalité de Beauharnois;
- Hydro-Québec;
- Pêches et Océans Canada;
- Transports Canada;
- ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC).

### 3.6 CALENDRIER PROJETÉ

[27] Gaz Métro prévoit débiter les travaux en juillet 2015 et les compléter en décembre 2015.

Activités	Début	Fin
Signature du Protocole d'entente	Janvier 2015	Janvier 2015
Dépôt de la preuve et autorisation de la Régie	Mars 2015	Juin 2015
Autres autorisations	Mai 2015	Juillet 2015
Obtention des permis de construction municipaux	Mai 2015	Juillet 2015
Commande et livraison des matériaux	Mai 2015	Juillet 2015
Préparation plan et devis	Mai 2015	Juin 2015
Appel d'offres et octroi du contrat	Mai 2015	Juin 2015
Construction	Juillet 2015	Décembre 2015
Mise en gaz	Décembre 2015	Décembre 2015

Source : Pièce B-0006, p. 14.

<sup>10</sup> Pièce B-0006, p. 13.

#### 4. IMPACTS SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

[28] Le Projet offre à Gaz Métro l'opportunité d'installer un réseau de distribution qui permettra éventuellement, lorsque des clients se connecteront au réseau, d'accroître les volumes de gaz naturel distribués sans impact sur la qualité de prestation de service de Gaz Métro à sa clientèle.

#### 5. COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

[29] Gaz Métro demande à la Régie l'autorisation de créer un compte de frais reportés (CFR), portant intérêts advenant que les coûts réels du Projet soient supérieurs à la contribution de la Ville de Beauharnois, et dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet jusqu'à leur inclusion dans le dossier tarifaire 2017, suivant l'approbation du Projet par la Régie.

[30] Gaz Métro précise que ce CFR portera intérêts seulement si les coûts réels du Projet excèdent la contribution de la Ville de Beauharnois jusqu'à ce qu'elle ait reçu la somme couvrant l'excédent des coûts de la part de cette dernière.

[31] Si les coûts réels du Projet sont inférieurs ou égaux à la contribution de la Ville, Gaz Métro ne comptabilisera pas d'intérêts sur le CFR créditeur puisqu'elle n'aura pas à financer le Projet, étant donné que les liquidités nécessaires auront été perçues avant sa réalisation<sup>11</sup>.

#### 6. DEMANDE D'ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITÉ

[32] Considérant les montants qui sont en jeux, Gaz Métro entend lancer un appel de propositions afin d'obtenir le meilleur prix possible. Un tel exercice serait dépourvu

---

<sup>11</sup> Pièce B-0013, réponse 1.1.

de toute valeur si les éventuels proposants connaissaient la ventilation des coûts faite par Gaz Métro. La divulgation de cette information serait de nature à empêcher Gaz Métro de bénéficier du meilleur prix possible, au détriment et préjudice de l'ensemble de la clientèle de l'activité réglementée.

[33] Gaz Métro demande donc à la Régie d'interdire, jusqu'à ce que le Projet soit complété, la divulgation, la publication et la diffusion des données relatives aux coûts du Projet apparaissant à la section 6 de la pièce B-0006, lesquelles sont déposées sous pli confidentiel. Elle dépose, à cet effet, un affidavit de monsieur Stéphane Santerre, Directeur, Ventes comptes majeurs et Groupe DATECH chez Gaz Métro<sup>12</sup>.

## 7. OPINION DE LA RÉGIE

[34] La Régie est satisfaite des informations fournies par Gaz Métro pour justifier sa demande d'extension de réseau dans le Parc industriel de Beauharnois par l'installation d'une nouvelle conduite haute pression à partir de son réseau. De plus, elle note que le coût global du Projet sera assumé en totalité par la Ville de Beauharnois selon le Protocole d'entente et que sa réalisation aura un impact favorable sur les tarifs du Distributeur.

[35] La Régie est d'avis qu'il y a lieu d'autoriser le Distributeur à réaliser le Projet.

[36] La Régie autorise le Projet, tel que décrit aux pièces B-0006 à B-0009. Elle demande à Gaz Métro de soumettre les données nécessaires au suivi du Projet lors des prochains dossiers de rapport annuel.

[37] La Régie autorise Gaz Métro à créer un CFR, portant intérêts advenant que les coûts réels du Projet soient supérieurs à la contribution de la Ville de Beauharnois, et dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet.

---

<sup>12</sup> Pièce B-0004.

[38] La Régie accueille la demande de traitement confidentiel de Gaz Métro pour les motifs soulevés par cette dernière. **Elle interdit, jusqu'à ce que le Projet soit complété, la divulgation, la publication et la diffusion des données relatives aux coûts du Projet apparaissant à la section 6 de la pièce B-0006, lesquelles sont déposées sous pli confidentiel.**

[39] **Considérant ce qui précède,**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE** la demande de Gaz Métro;

**AUTORISE** le Projet, tel que décrit aux pièces B-0006 à B-0009;

**DEMANDE** à Gaz Métro de soumettre les données nécessaires au suivi du Projet lors des prochains dossiers de rapport annuel;

**AUTORISE** Gaz Métro à créer un compte de frais reportés, portant intérêts advenant que les coûts réels du Projet soient supérieurs à la contribution de la Ville de Beauharnois, et dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet;

**ACCUEILLE** la demande de traitement confidentiel de Gaz Métro à l'égard des coûts du Projet apparaissant à la section 6 de la pièce B-0006, lesquels sont déposés sous pli confidentiel;

**INTERDIT**, jusqu'à ce que le Projet soit complété, la divulgation, la publication et la diffusion des données relatives aux coûts du Projet apparaissant à la section 6 de la pièce B-0006, lesquelles sont déposées sous pli confidentiel.

Françoise Gagnon

Régisseur

**Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M<sup>c</sup> Marie Lemay Lachance.**

# DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2015-200

R-3937-2015

10 décembre 2015

---

**PRÉSENT :**

Gilles Boulianne

Régisseur

---

**Société en commandite Gaz Métro**

Demanderesse

et

**Personnes intéressées dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision finale**

*Demande d'autorisation pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension du réseau dans la région de Bellechasse*





**Personnes intéressées :**

**Centre local de développement de la Municipalité régionale de comté de Bellechasse;  
Municipalités, entreprises et organismes mentionnés à la pièce B-0010.**

## 1. DEMANDE

[1] Le 27 août 2015, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro, ou le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande afin d'obtenir l'autorisation requise pour réaliser un projet d'investissement visant l'extension du réseau dans la région de Bellechasse (le Projet). Cette demande est présentée en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>2</sup> (le Règlement). Le Distributeur demande également que la Régie rende une ordonnance de traitement confidentiel à l'égard de données relatives aux coûts du Projet et à l'égard de l'entente de contribution qu'il a conclue avec l'Agence de développement économique du Canada pour les régions du Québec (ADÉC)<sup>3</sup>, qu'il dépose sous pli confidentiel.

[2] Le 9 septembre 2015, la Régie publie un avis aux personnes intéressées sur son site internet. Le lendemain, le Distributeur confirme à la Régie qu'il a également procédé à l'affichage de cet avis sur son site internet, tel que demandé.

[3] Le 11 septembre 2015, la Régie transmet une demande de renseignements au Distributeur. Ce dernier y répond le 23 septembre 2015<sup>4</sup>.

[4] Le 7 octobre 2015, le Centre local de développement (CLD) de la Municipalité régionale de comté (MRC) de Bellechasse dépose ses commentaires<sup>5</sup>.

[5] Le 19 novembre 2015, le Distributeur dépose une demande amendée par laquelle il retire sa demande visant l'émission d'une ordonnance de traitement confidentiel à l'égard de l'entente de contribution intervenue avec l'ADÉC<sup>6</sup>. Il dépose également l'entente de contribution qu'il a conclue avec le Gouvernement du Québec<sup>7</sup>.

[6] La présente décision porte sur les conclusions recherchées par Gaz Métro dans sa demande amendée :

---

<sup>1</sup> RLRQ, c. R-6.01.

<sup>2</sup> RLRQ, c. R-6.01, r. 2.

<sup>3</sup> Pièce B-0009.

<sup>4</sup> Pièce B-0015.

<sup>5</sup> Pièce D-0001.

<sup>6</sup> Pièces B-0017, B-0018 et B-0019, p. 13 et 23.

<sup>7</sup> Pièce B-0021.

« ACCUEILLIR la présente demande;

AUTORISER Gaz Métro à mettre en œuvre le Projet, tel que décrit aux pièces Gaz Métro-1, Documents 1 à 6;

AUTORISER Gaz Métro à créer un compte de frais reportés, portant intérêts, dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet;

INTERDIRE jusqu'à ce que le projet soit complété, la divulgation, la publication et la diffusion des données relatives aux coûts du Projet apparaissant à section 5 de la pièce Gaz Métro 1, Document 1, lesquelles sont déposées sous pli confidentiel;

[...] »<sup>8</sup>.

## 2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[7] En vertu de l'article 73 de la Loi, Gaz Métro doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, notamment pour acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la distribution de gaz naturel et pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de distribution de gaz naturel.

[8] Gaz Métro doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 1,5 M\$, conformément aux dispositions du Règlement.

---

<sup>8</sup> Pièce B-0018, p. 2 et 3.

### 3. ANALYSE

#### 3.1 MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

[9] Dans son historique, le Distributeur souligne que les premières analyses du potentiel de la région remontent à 1994 et que, depuis, la région de Bellechasse multiplie ses efforts afin de rendre possible le projet de prolongement du réseau gazier. La problématique principale demeure le besoin d'une contribution externe pour rentabiliser l'extension de réseau.

[10] En novembre 2012, le projet a de nouveau été relancé et une rencontre a été tenue avec le CLD, des maires, les clients les plus importants et des représentants de Gaz Métro. À la suite de cette rencontre, un comité a été formé, la Coalition Gaz Naturel Bellechasse (« Coalition »).

[11] En décembre 2013, sur réception de l'analyse de rentabilité faite par Gaz Métro, la Coalition a entrepris des pourparlers avec les instances gouvernementales afin d'obtenir l'appui et les fonds nécessaires à la réalisation du projet. Une étude économique réalisée par la firme Deloitte, à la demande de la Coalition et présentée en octobre 2014, conclut que « *les impacts sur les économies d'énergie, les gains de productivité, la consolidation des entreprises existantes ainsi que l'implantation de nouvelles entreprises représentent tous des impacts positifs qui pourraient être réalisés par une desserte en gaz naturel* »<sup>9</sup>. L'étude estime qu'une telle desserte est un levier important de développement économique régional et, plus particulièrement, pour le développement industriel dans l'axe Lévis-Sainte-Claire. Cette desserte sera un atout économique indéniable pour la région de Bellechasse.

[12] En mars 2015, au moment du dépôt du budget du ministre des Finances, le gouvernement du Québec annonçait une enveloppe de 38 M\$ pour rendre le gaz naturel accessible à certaines régions, notamment celle de Bellechasse. Le budget prévoit que le gouvernement du Québec peut contribuer financièrement jusqu'à concurrence de 50 % du coût d'un projet de prolongement gazier. En avril 2015, le gouvernement fédéral annonçait sa participation financière au Projet, à parité avec celle du gouvernement du Québec.

---

<sup>9</sup> Pièce B-0006, p. 5.

[13] Le Projet vise à permettre l'atteinte des objectifs suivants :

- desservir en gaz naturel quatre municipalités;
- raccorder 97 clients des marchés industriels, institutionnels et commerciaux dont la consommation annuelle à maturité est estimée à plus de 9 358 000 m<sup>3</sup>;
- permettre aux entreprises d'adopter le gaz naturel comme source d'énergie dans le cadre de leurs activités et contribuer à leur compétitivité en matière d'approvisionnement énergétique;
- favoriser la réduction des gaz à effet de serre et des polluants atmosphériques en remplaçant le propane et le mazout;
- faire en sorte qu'un projet d'investissement grandement souhaité depuis plusieurs années par les acteurs économiques de la région soit réalisé de manière rentable;
- proposer un tracé d'extension du réseau gazier minimisant les impacts économiques, environnementaux et agricoles.

## **3.2 DESCRIPTION DU PROJET, AIDES FINANCIÈRES, CONTRIBUTIONS GOUVERNEMENTALES ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTALES**

### **3.2.1 DESCRIPTION DU PROJET**

[14] Le Projet est situé dans la région administrative de Chaudière-Appalaches (MRC de Bellechasse) et vise à construire et à mettre en opération un gazoduc permettant de desservir les secteurs de Pintendre et Saint-Romuald de la ville de Lévis, ainsi que les municipalités de Saint-Henri, Saint-Anselme et Sainte-Claire.

[15] Le Distributeur indique que la réalisation du Projet nécessitera l'installation de 71 kilomètres (km) de conduite qui sera exploitée à une pression de 2 900 kPa pour l'alimentation et de 400 kPa pour la distribution. La conduite d'alimentation débutera à Saint-Lambert-de-Lauzon avec une conduite en acier de 219,1 mm de classe 2 900 kPa et se poursuivra en longeant la route 218 jusqu'à la municipalité de Saint-Henri. Ensuite, la conduite se dirigera vers Saint-Anselme et se poursuivra jusqu'à Sainte-Claire. La longueur de la conduite d'alimentation dans le Projet représentera un total de 34,5 km de conduite en acier. Les secteurs de Pintendre et de Saint-Romuald seront raccordés au

réseau d'alimentation qui dessert déjà la ville de Lévis. Une conduite de 219,1 mm en plastique de classe 400 kPa reliera le secteur de Pintendre à Lévis et la municipalité de Saint-Henri faisant en sorte de boucler tout le secteur et permettant ainsi d'assurer une sécurité accrue du réseau. De plus, une plus grande capacité sur cette section du tracé sera rendue disponible permettant de supporter la demande croissante future dans ce secteur.

[16] Le Projet sera réalisé conformément à la réglementation applicable en matière de sécurité dans la distribution du gaz.

[17] Selon les municipalités traversées, des postes de détente ou de prédétente permettront d'alimenter les clients potentiels. Il est prévu que 97 clients seront raccordés pour une consommation annuelle estimée de 9 358 000 m<sup>3</sup> de gaz naturel<sup>10</sup>. De ce volume potentiel, 7 390 000 m<sup>3</sup> sont considérés pour le calcul de rentabilité et représentent les volumes sécurisés conformément à une obligation minimale annuelle (OMA). Ce volume potentiel n'inclut pas de conversions résidentielles. Cependant, le Distributeur indique que le raccordement de clients résidentiels pourra se faire sur les conduites de basse pression de classe 400 kPa. La présente demande d'autorisation ne vise toutefois pas leur raccordement qui pourra se faire subséquemment, en relation avec la rentabilité des projets évaluée individuellement. Gaz Métro évalue à près d'une douzaine le nombre de clients résidentiels possible.

[18] Les volumes des principaux clients sous contrats<sup>11</sup> totalisent 6 121 000 m<sup>3</sup> à l'année 1 et sont garantis contractuellement pour une période de 60 mois. Ces clients représentent 88 % des volumes ainsi que 81 % des revenus de l'année 1 du Projet.

[19] Gaz Métro prévoit que la situation concurrentielle du gaz naturel face au mazout n° 2 dans le marché affaires demeurera favorable de 2016 à 2019. L'avantage concurrentiel du gaz naturel variera de 36 % à 120 % selon l'année et la quantité consommée annuellement. Face à l'électricité, cet avantage sera de 25 % à 100 %, selon le cas et l'année considérés. Par ailleurs, la position concurrentielle du gaz naturel par rapport au propane est historiquement meilleure que face au mazout n° 2.

<sup>10</sup> Pièce B-0006, Tableaux 1 et 2, p. 8 et 9

<sup>11</sup> Pièce B-0006, Tableau 3, p. 10

### 3.5 IMPACT SUR LES TARIFS INCLUANT UNE ANALYSE DE SENSIBILITÉ DU PROJET

[40] Gaz Métro présente une analyse de sensibilité du Projet en fonction de la variation des volumes de vente de 20 % et des coûts de construction de 10 %.

**TABLEAU 2**  
**ANALYSE DE SENSIBILITE**

Sensibilité	TRI (%)	Point mort tarifaire (années)	Effet tarifaire sur 5 ans (\$)	Effet tarifaire sur 10 ans (\$)	Effet tarifaire sur 20 ans (\$)	Effet tarifaire sur 40 ans (\$)
<b>Volumes</b>						
80 %	5,14 %	n/a	867 987 \$	1 199 057 \$	918 619 \$	83 815 \$
100 %	7,18 %	9,42	191 978 \$	(33 881 \$)	(1 053 850 \$)	(2 553 211 \$)
120 %	9,07 %	1,72	(484 158 \$)	(1 266 947 \$)	(3 026 447 \$)	(5 190 365 \$)
<b>Coûts de construction</b>						
-10 %	16,21 %	1,00	(1 373 699 \$)	(2 704 858 \$)	(5 040 703 \$)	(7 387 284 \$)
+10 %	3,94 %	n/a	1 757 528 \$	2 636 968 \$	2 932 875 \$	2 280 734 \$
<b>Coûts + 10 % et Volumes - 20 %</b>	2,34 %	n/a	2 433 600 \$	3 869 970 \$	4 905 408 \$	4 917 824 \$

Source : Pièce B-0019, Tableau 8, p. 18.

N.B.: Les subventions accordées par les deux paliers de gouvernement ne varient pas dans cette analyse.

### 3.6 AUTRES AUTORISATIONS REQUISES

[41] Outre l'autorisation de la Régie, le Projet requiert l'obtention des autorisations suivantes :

- Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE);
- Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ);
- Hydro-Québec;

- Canadien national (CN);
- Ministère des Transports du Québec (MTQ);
- Ministère du Développement durable, Environnement et Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC);
- Permis de construction de la municipalité de Lévis;
- Permis de construction de la municipalité de Saint-Henri;
- Permis de construction de la municipalité de Saint-Anselme;
- Permis de construction de la municipalité de Sainte-Claire;
- Permis de construction de la municipalité de Saint-Lambert-de-Lauzon.

### 3.7 CALENDRIER PROJETÉ

[42] Gaz Métro prévoit compléter le Projet en décembre 2016<sup>22</sup>. Le Distributeur souhaite débiter la préparation des plans et devis en vue de l'appel d'offres aux entrepreneurs avant la période hivernale 2015-2016. Les travaux de construction se dérouleront de mai à décembre 2016.

## 4. OPINION DE LA RÉGIE

[43] La Régie est satisfaite des informations fournies par Gaz Métro pour justifier sa demande d'extension de réseau dans la région de Bellechasse. De plus, elle note que le coût global du Projet sera assumé en partie par l'ADÉC et le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, conformément aux protocoles d'entente, et que sa réalisation aura un impact favorable sur les tarifs du Distributeur.

[44] La Régie note l'importance des impacts économiques du Projet pour la région de Bellechasse. Selon les commentaires du CLD de la MRC de Bellechasse<sup>23</sup>, les investissements liés au Projet généreront plus de 540 emplois à temps complet et contribueront à une augmentation de la richesse collective de 51,7 M\$. En outre, le Projet

---

<sup>22</sup> Pièce B-0006, p. 19.

<sup>23</sup> Pièce D-0001, p. 8.



aura des effets d'entraînement qui se traduiront par des investissements additionnels de 32 M\$, générant plus de 151 emplois à temps complet, tout en augmentant la richesse collective d'un montant de 15,5 M\$.

[45] En conséquence, la Régie est d'avis qu'il y a lieu d'autoriser Gaz Métro à réaliser le Projet.

[46] La Régie constate que la rentabilité du Projet et, par conséquent, l'impact sur les tarifs dans son ensemble demeurent relativement sensibles à la variation des valeurs de ventes et des coûts de construction. Ainsi, compte tenu de l'ampleur des travaux et de l'importance des investissements, elle demande à Gaz Métro de l'informer, dans les meilleurs délais, de l'éventualité où elle anticiperait une hausse des coûts totaux du Projet supérieure à 15 %. Elle demande également à Gaz Métro de soumettre, lors des prochains dossiers de rapport annuel, les données nécessaires au suivi du Projet.

[47] La Régie autorise Gaz Métro à créer un CFR hors base, portant intérêt au taux du dernier coût en capital pondéré sur la base de tarification autorisé par la Régie, dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet.

## 5. DEMANDE DE CONFIDENTIALITÉ

[48] Gaz Métro demande à la Régie d'interdire, jusqu'à ce que le Projet soit complété, la divulgation, la publication et la diffusion des données relatives aux coûts du Projet apparaissant à la section 5 de la pièce B-0006<sup>24</sup>, dont Gaz Métro a déposé une version non caviardée sous pli confidentiel. Au soutien de cette demande, elle dépose un affidavit de monsieur Stéphane Santerre, Directeur, Ventes comptes majeurs et Groupe DATECH chez Gaz Métro<sup>25</sup>. Le 19 novembre 2015, Gaz Métro demande à la Régie de ne plus tenir compte des paragraphes 8, 9 et 10b) de l'affidavit<sup>26</sup>, lesquels ont trait à l'entente intervenue entre Gaz Métro et l'ADÉC dont le traitement confidentiel n'est plus demandé.

---

<sup>24</sup> Pièces B-0002 et B-0018

<sup>25</sup> Pièce B-0004.

<sup>26</sup> Pièce B-0017.

[49] La section 5 des pièces B-0006 et B-0019<sup>27</sup> présente un tableau indiquant la ventilation des coûts selon la nature des travaux tels qu'estimés par Gaz Métro pour la réalisation du Projet. Or, puisqu'elle entend lancer un appel de propositions afin d'obtenir le meilleur prix possible, Gaz Métro soumet que permettre la divulgation de la ventilation des coûts reproduits à la section 5 de la pièce B-0006 « *serait de nature à empêcher Gaz Métro de bénéficier du meilleur prix possible et ce, au détriment et préjudice de l'ensemble de la clientèle de l'activité réglementée* »<sup>28</sup>.

[50] La Régie juge que le motif invoqué par Gaz Métro justifie sa demande de traitement confidentiel. En conséquence, **la Régie accueille cette demande à l'égard des données relatives à la ventilation des coûts du Projet contenues à la section 5 des pièces B-0006 et B-0019.**

[51] **Pour ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE** la demande de Gaz Métro;

**AUTORISE** Gaz Métro à réaliser le Projet tel que soumis;

**DEMANDE** à Gaz Métro d'informer la Régie dans les meilleurs délais si elle anticipe un dépassement des coûts du Projet égal ou supérieur à 15 %;

**DEMANDE** à Gaz Métro de soumettre les données nécessaires au suivi du Projet lors des prochains rapports annuels;

**AUTORISE** Gaz Métro à créer un compte de frais reportés, portant intérêts, dans lequel seront accumulés les coûts reliés au Projet;

---

<sup>27</sup> La pièce B-0019 inclut des amendements à la pièce B-0006, mais le contenu de la section 5 de ces deux pièces est identique, de sorte que Gaz Métro a déposé une version non caviardée de la pièce B-0019 sous pli confidentiel. Il va de soi que la demande de traitement confidentiel eu égard à certaines données incluses à la section 5 de la pièce B-0006 vise également ces mêmes données incluses à la section 5 de la pièce B-0019

<sup>28</sup> Pièce B-0004

**ACCUEILLE** la demande de traitement confidentiel de Gaz Métro à l'égard des données relatives à la ventilation des coûts du Projet contenues à la section 5 des pièces B-0006 et B-0019;

**INTERDIT**, jusqu'à ce que le Projet soit complété, la divulgation, la publication et la diffusion de la version non caviardée des pièces B-0006 et B-0019 ainsi que des données relatives à la ventilation des coûts du Projet contenues à la section 5 de ces pièces.

Gilles Boulianne  
Régisseur

**Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M<sup>c</sup> Hugo Sigouin-Plasse et M<sup>c</sup> Marie Lemay Lachance.**

