

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2004-197

R-3542-2004

24 septembre 2004

PRÉSENT :

M^e Marc-André Patoine, B.A., LL.L.
Régisseur

Société en commandite Gaz Métro (SCGM)
Demanderesse

et

Intéressés dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision concernant la demande de Société en commandite Gaz Métro afin d'obtenir l'autorisation pour l'acquisition d'actifs destinés à la distribution du gaz naturel ainsi que pour la réalisation du projet d'extension de réseau Gazoduc Bécancour en vertu des articles 31 (5) et 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie

Intéressés :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Hydro-Québec Distribution (HQD);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des consommateurs (UC).

1. INTRODUCTION

Le 3 août 2004, Société en commandite Gaz Métro (SCGM) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) l'autorisation pour l'acquisition d'actifs destinés à la distribution du gaz naturel ainsi que pour la réalisation du projet d'extension de réseau « Gazoduc Bécancour ».

Les conclusions recherchées par SCGM sont les suivantes :

« **ACCUEILLIR** la présente demande;

ACCORDER à Société en commandite Gaz Métro , par une décision prioritaire à être rendue le ou vers le 16 août 2004, l'autorisation d'acquérir les tuyaux destinés à la distribution du gaz naturel, conformément à la preuve présentée à la pièce SCGM-1, document 1;

ACCORDER à Société en commandite Gaz Métro l'autorisation pour la réalisation, selon les deux scénarios de construction, du projet Gazoduc Bécancour tel que décrit à la pièce SCGM-1, document 1. »

Le 5 août 2004, la Régie informe les intervenants au dossier tarifaire R-3529-2004 qu'elle entend procéder à l'examen de la demande sur dossier et les invite à déposer leurs commentaires d'ici le 12 août 2004.

Le 6 août 2004, la Régie fait parvenir à SCGM la demande de renseignements n° 1.

Le 10 août 2004, l'ACIG soumet ses commentaires sur le projet.

Le 11 août 2004, la Régie fait parvenir à SCGM la demande de renseignements n° 2 et lui demande, le cas échéant, de répliquer aux commentaires des intéressés pour le 13 août 2004.

Le 12 août 2004, la FCEI, HQD, S.É./AQLPA et UC font parvenir leurs commentaires à la Régie.

Le 12 août 2004, SCGM fait parvenir ses réponses à la demande de renseignements n° 1.

Le 13 août 2004, la Régie reçoit les réponses à la demande de renseignements n° 2 et la réplique de SCGM suite aux commentaires des intéressés.

Le 16 août 2004, la Régie rend la décision prioritaire D-2004-171 aux termes de laquelle elle autorise SCGM à acquérir les tuyaux destinés au projet Gazoduc Bécancour.

Le 16 août 2004, la Régie informe UC qu'il bénéficie d'un délai supplémentaire pour déposer ses commentaires concernant l'autorisation du projet d'extension de réseau.

Le 16 août 2004, S.É./AQLPA demande à la Régie de modifier sa décision D-2004-171 car, selon S.É./AQLPA, la décision contient une erreur cléricale.

Le 20 août 2004, la Régie rend la décision modifiée D-2004-171R et ce, suite à la demande de S.É./AQLPA.

Le 23 août 2004, UC fait parvenir la deuxième partie de ses commentaires sur le projet.

Le 25 août 2004, la Régie demande à SCGM de lui faire parvenir sa réplique, s'il y a lieu, suite à la réception de la deuxième partie des commentaires de UC.

Le 27 août 2004, SCGM fait parvenir à la Régie sa réplique sur les commentaires reçus de UC et de S.É./AQLPA. À compter de cette date, la Régie prend le dossier en délibéré.

La présente décision porte sur la demande d'autorisation pour la réalisation du projet d'extension de réseau Gazoduc Bécancour.

2. CADRE JURIDIQUE

Suivant les termes de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), SCGM 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.

SCGM doit obtenir une approbation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global estimé d'un projet d'acquisition ou de construction d'immeubles ou d'actifs destinés à la distribution du gaz naturel est égal ou supérieur à 1,5 M \$, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement).

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² (2001) 133 G.O. II, 6165.

3. RÉSUMÉ DE LA DEMANDE

3.1 CONTEXTE

Dans le cadre d'un appel d'offres approuvé par la Régie dans la décision D-2002-17³, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (HQD), retient la proposition de TransCanada Energy Ltd (TCE) de produire, à l'aide de deux turbines à gaz et d'une turbine à vapeur, 507 MW d'électricité à partir du gaz naturel. TCE a la possibilité de produire 40 MW additionnels en période de pointe, selon les besoins d'HQD⁴.

Dans la décision D-2003-159⁵, la Régie approuve le contrat d'approvisionnement conclu entre TCE et HQD le 10 juin 2003 et débutant le 1^{er} septembre 2006 pour une durée de 20 ans. Devant ce besoin, SCGM planifie la construction d'un nouveau gazoduc afin d'approvisionner ce nouveau client. La conduite projetée reliera le parc industriel à la conduite de transport de gaz naturel appartenant à Gazoduc TQM, sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent (secteur Trois-Rivières/Champlain)⁶.

La demande comporte deux scénarios que SCGM aimerait faire approuver simultanément. Le premier scénario, celui qui est privilégié, est un forage directionnel qui reliera les deux rives du fleuve. De plus, SCGM souhaite obtenir l'approbation par la Régie d'un deuxième scénario qui lui permettrait de procéder à une tranchée ouverte, sans avoir à présenter un nouveau dossier, dans l'éventualité peu probable où le forage directionnel ne puisse être réalisé. Cette alternative aurait pour effet d'ajouter un peu plus de sept millions de dollars au coût du projet. Une telle demande est rendue nécessaire compte tenu des délais serrés de réalisation du projet qui font en sorte qu'une nouvelle demande à la Régie mettrait en péril la date prévue de mise en gaz de la centrale de Bécancour⁷.

La réalisation du projet est d'ailleurs conditionnelle à l'obtention des autorisations requises, par SCGM et par TCE, auprès des organismes et ministères concernés. De plus, un contrat de remboursement de coûts encourus par SCGM a été signé entre TCE et SCGM. Ce contrat de remboursement de coûts prévoit que TCE dédommagera SCGM pour les déboursés, excluant ceux relatifs à l'obtention des autorisations et au bouclage du réseau, qu'elle aurait engagés en vue d'assurer la desserte de TCE au 1^{er} avril 2006 advenant que toutes les

³ Dossier R-3470-2001, 21 janvier 2002.

⁴ Pièce SCGM -1, document 1, page 3.

⁵ Dossier R-3515-2003, 19 août 2003.

⁶ Pièce SCGM -1, document 1, page 3.

⁷ Pièce SCGM -1, document 1, page 3.

autorisations requises par SCGM ou TCE ne soient pas obtenues ou que TCE ne puisse être en mesure de consommer du gaz naturel à cette date⁸.

3.2 PROJET D'EXTENSION

À mi-chemin entre les villes de Montréal et Québec, sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, entre le fleuve et l'autoroute 30, le Parc de Bécancour s'étend sur plus de quatre mille hectares de terrain. TCE prévoit y installer son usine sur le site n° 6, à l'angle des rues Georges E.-Ling et Raoul-Duchesne⁹.

Compte tenu que le réseau de SCGM desservant le parc industriel fonctionne déjà aux deux tiers de sa capacité avec l'utilisation d'un compresseur et que les besoins de TCE sont très grands, ce prolongement visera essentiellement à permettre la desserte de TCE qui s'installera dans le parc industriel. Par ailleurs, la réalisation de ce projet permettra d'assurer l'approvisionnement additionnel nécessaire advenant que des clients actuels augmentent leur consommation de gaz ou que de nouveaux clients s'installent et de sécuriser l'approvisionnement gazier du parc industriel par le bouclage du réseau existant¹⁰.

D'une part, la consommation de gaz naturel dans le Parc de Bécancour se situait à environ $157\,700\,10^3\text{ m}^3$ en 2002-2003 et la clientèle actuellement desservie est d'environ 20 clients. D'autre part, deux entreprises ayant chacune une usine dans le Parc deviendront clientes de TCE en lui achetant la vapeur nécessaire à leur production. Un de ces clients a déjà remplacé le gaz naturel par l'huile n° 6. Les pertes de volumes reliées à l'autre client sont estimées à $37\,800\,10^3\text{ m}^3$ par année. La perte de revenus en découlant est considérée dans l'analyse de rentabilité du projet Gazoduc Bécancour et les revenus perdus sont soustraits de ceux générés par la consommation de TCE¹¹.

TCE a un besoin stable de $121\,500\text{ m}^3/\text{heure}$ à compter du 1^{er} septembre 2006 et il a été estimé que sa consommation peut augmenter à $127\,000\text{ m}^3/\text{h}$ en période de pointe. TCE requerra un volume croissant annuellement sur une période de six ans et ce, incluant la période de démarrage. Par la suite, à cause de la diminution de l'efficacité des turbines, la consommation de TCE connaîtra une baisse causée par l'arrêt et la remise à niveau des turbines et ce à tous les six ans¹².

⁸ Pièce SCGM -1, document 1, page 4.

⁹ Pièce SCGM -1, document 1, page 5.

¹⁰ Pièce SCGM -1, document 1, page 5.

¹¹ Pièce SCGM -1, document 1, page 6.

¹² Pièce SCGM -1, document 1, page 6.

Les contrats avec TCE couvrent trois périodes distinctes. Pendant la période de construction du Gazoduc Bécancour, le contrat de remboursement de coûts sera en vigueur. Celui-ci prévoit le remboursement des déboursés encourus par SCGM si le projet avorte en cours de route, pour quelque raison que ce soit¹³.

Un contrat de distribution de 245 mois couvre à la fois la période de démarrage, d'une durée de cinq mois entre le 1^{er} avril 2006 et le 31 août 2006, au tarif D₄¹⁴, débit stable, avec révision mensuelle du volume souscrit, et la période d'exploitation de la centrale, d'une durée de vingt ans débutant le 1^{er} septembre 2006, au tarif D₄, débit stable, avec un volume souscrit de 2 639 219 m³/jour, tel que prévu au contrat¹⁵.

Selon les études réalisées, les caractéristiques du projet Gazoduc Bécancour seraient les suivantes : conduites en acier d'un diamètre de 20 pouces (508 mm), longueur totale d'environ 14,4 km et pression maximale d'opération de 7 067 kPa. Le diamètre de 20 pouces a été choisi après une analyse de réseau visant à garantir au client TCE une pression de 3 550 kPa, à partir de la pression garantie par TQM à son point de livraison, soit 4 000 kPa¹⁶.

Plusieurs tracés ont été étudiés avant que SCGM n'arrête son choix. Des audiences publiques du BAPE ont été tenues les 15 et 16 mars ainsi que le 13 avril 2004 à Bécancour. Le tracé optimal pour SCGM devait à la fois minimiser les risques techniques reliés à la traversée et minimiser les impacts environnementaux. Le tracé privilégié réfère à une localisation précise d'une emprise de quelque 23 mètres de largeur à l'intérieur de laquelle sera enfouie la canalisation. Ce tracé a fait l'objet d'une étude très détaillée afin de prévoir des mesures de mitigation pertinentes visant à protéger le milieu¹⁷.

Le rapport du BAPE a été rendu public le 8 septembre 2004 à la demande du ministre de l'Environnement. De l'avis de la commission, la réalisation du Gazoduc Bécancour, selon le tracé 3 et le scénario 1 par forage directionnel, serait environnementalement acceptable à la condition que certaines améliorations soient apportées aux mesures de mitigation et de suivi prévues par le distributeur. Toutefois, compte tenu de la possibilité que d'autres scénarios de traversée du fleuve Saint-Laurent pourraient être mis en œuvre si des difficultés surgissaient au cours du forage directionnel, la commission est d'avis que l'évaluation des impacts

¹³ Pièce SCGM -1, document 1, page 7.

¹⁴ Dans la réplique du 13 août 2004, page 5, 3^e paragraphe concernant le tarif pendant la période de démarrage, le client pourra être assujéti au tarif D₁ ou D-4.9.

¹⁵ Pièce SCGM -1, document 1, page 7.

¹⁶ Pièce SCGM -1, document 1, page 9.

¹⁷ Pièce SCGM -1, document 1, pages 10 et 11.

environnementaux de ces autres scénarios ainsi que la détermination des mesures de mitigation devraient être complétées avant l'autorisation du projet¹⁸.

Deux corridors ont été identifiés à l'intérieur des limites de la zone d'étude. Il s'agit de corridors situés à l'ouest et à l'est du noyau urbain de la ville de Trois-Rivières. Le corridor ouest se situe dans l'axe de la conduite existante desservant le Parc de Bécancour. Sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent, le corridor débute au nord de l'autoroute 40 (près de l'emprise de Gazoduc TQM, ligne principale) et se situe principalement à l'ouest de l'autoroute 55 jusqu'à ce qu'il atteigne la voie ferrée du Canadien Pacifique et le pont Laviolette. Sur la rive sud, le corridor ouest demeure dans l'axe de l'autoroute 55 jusqu'à ce qu'il atteigne l'autoroute 30. De là, il prend la direction est pour englober une bande de terrain d'une largeur d'environ 1 à 1,5 km pour rejoindre le Parc de Bécancour¹⁹.

Le corridor à l'est de Trois-Rivières a une largeur plus importante que celui à l'ouest, compte tenu qu'il présente une plus grande flexibilité quant à l'élaboration de variantes de tracé tout en réduisant de façon significative la distance à parcourir pour relier les points de départ et d'arrivée. Dans l'axe ouest/est, le corridor se situe plus ou moins entre les échangeurs numéros 210 et 200 de l'autoroute 40, en bordure de laquelle la conduite de Gazoduc TQM se situe. Au niveau du fleuve Saint-Laurent, le corridor a une largeur d'environ 7 km, soit entre plus ou moins l'île Montesson à l'ouest et le port de Bécancour à l'est pour finalement atteindre le site projeté dans le Parc de Bécancour²⁰.

Le corridor ouest est moins approprié car le tissu urbain s'est considérablement développé depuis l'installation de la conduite existante en 1983. De son côté, le corridor est permet réellement de boucler le réseau desservant le Parc, en opposition avec le corridor ouest qui maintiendrait le Parc comme une antenne du réseau. De plus, le corridor est présente, entre autres, les avantages suivants:

- La distance à parcourir serait d'environ 14,4 km alors qu'elle pourrait être d'environ 27 km pour le corridor ouest;
- La zone agricole serait affectée sur environ 3 km comparativement à environ 11 km pour le corridor ouest;
- Les obstacles majeurs à franchir seraient moins nombreux;
- Le déboisement serait moins important;

¹⁸ Rapport du BAPE, n° 192, page 53.

¹⁹ Pièce SCGM -1, document 1, pages 11 et 12.

²⁰ Pièce SCGM -1, document 1, page 12.

- La présence d'îles dans le corridor est pourrait permettre de réduire la distance de la traversée du fleuve en forage directionnel²¹.

La partie terrestre du projet sera construite totalement par tranchée. Quant à la traversée du fleuve Saint-Laurent, la méthode retenue à ce jour est le forage directionnel pour notamment réduire les impacts sur l'environnement et ne pas interférer avec la navigation des bateaux. À cette étape du projet, il est envisagé d'empiéter sur les battures du fleuve en construisant des jetées entre les rives et les îles situées de chaque côté du fleuve pour tenir compte des limites des équipements de forage et augmenter les chances de réussite²².

Ainsi, la méthode de construction privilégiée par SCGM pour la traversée du fleuve Saint-Laurent offre de nombreux avantages et ce, tant aux niveaux économique, technique et environnemental qu'au niveau sécuritaire²³.

En plus d'obtenir l'autorisation de la Régie, SCGM doit répondre aux exigences des processus environnementaux fédéral et provincial. Par ailleurs, une décision positive de la Commission de protection du territoire agricole du Québec a été rendue le 15 mars 2004. SCGM espère obtenir les autorisations provinciales vers la fin du mois de novembre 2004.

Les travaux d'installation du Gazoduc Bécancour devraient débuter en janvier 2005²⁴ par le forage directionnel et se terminer en décembre 2005, pour une mise en gaz au 1^{er} avril 2006. L'échéancier du projet est très serré et comporte plusieurs étapes importantes dont certaines sont déjà entreprises; afin de rencontrer la date de mise en gaz, SCGM a dû procéder à des études préliminaires dès l'automne 2003 pour permettre la réalisation d'études d'impact et établir le plus précisément possible les coûts des travaux. Ces travaux ont fait l'objet d'ententes particulières avec le client qui s'est engagé à rembourser tous les déboursés convenus si le projet devait avorter pour quelque raison que ce soit²⁵.

Une étape importante du projet est la commande de tuyaux pour le forage directionnel qui devait idéalement être faite le ou vers le 16 août 2004 afin de ne pas mettre en péril la desserte du client au 1^{er} avril 2006. Cet investissement est estimé à 3 600 000 \$. Ce contrat sera assorti de pénalités variables dans le temps (67 % du coût à la commande et 100 % du coût lors de la mise en production) advenant sa résiliation. L'autre engagement important est celui du contrat de forage qui doit être octroyé le ou vers le 22 septembre 2004. Par ailleurs,

²¹ Pièce SCGM -1, document 1, page 13.

²² Pièce SCGM -1, document 1, page 14.

²³ Pièce SCGM -1, document 1, pages 14, 15 et 16.

²⁴ Pièce SCGM -1, document 1, page 16.

²⁵ Pièce SCGM -1, document 1, page 17.

ces coûts sont couverts par le contrat de remboursement des coûts présenté à la pièce SCGM-1, document 5²⁶.

3.3 DONNÉES FINANCIÈRES

Les études sismiques et de forages réalisées jusqu'à maintenant par des consultants externes de même que les rencontres avec des spécialistes du forage amènent le distributeur à croire que le forage directionnel a de très bonnes probabilités de réussite²⁷. À cet égard et en réponse à une question de la Régie, les experts en forage évaluent la probabilité d'insuccès du forage directionnel à moins de 5 %²⁸.

L'analyse de l'impact tarifaire utilise les coûts du projet basés sur l'utilisation de la méthode du forage directionnel qui sont de 54 159 166 \$. De son côté, le scénario prévoyant la méthode en tranchée présente un coût additionnel de 7 311 769 \$, ce qui fait en sorte que les coûts totaux s'élèveraient alors à 61 470 935 \$. Ces coûts incluent un montant d'environ 2 315 000 \$ pour le raccordement du Gazoduc Bécancour avec le réseau existant dans le Parc de Bécancour²⁹.

Le tableau ci-dessous présente les différents paramètres reliés à l'analyse de rentabilité, à savoir le point mort tarifaire et le taux de rendement interne (TRI), dans les contextes où il y a ou non un renouvellement du contrat entre SCGM et TCE.

²⁶ Pièce SCGM -1, document 5, pages 17 et 18.

²⁷ Pièce SCGM -1, document 1, page 19.

²⁸ Pièce SCGM -1, document 1.3, page 1.

²⁹ Pièce SCGM -1, document 1, page 19.

TABLEAU 1
PROJET DU GAZODUC BÉCANCOUR

Analyse de rentabilité	<u>Dans le cas du forage directionnel</u>		<u>Dans le cas d'une tranchée ouverte</u>	
	Volumes 100 % Coûts 100 % Coût en capital prospectif autorisé 7,48 %		Volumes 100 % Coûts 100 % Coût en capital prospectif autorisé 7,48 %	
Investissement total	Revenus sur 40 ans 54 159 166 \$	Revenus sur 20 ans 54 159 166 \$	Revenus sur 40 ans 61 470 935 \$	Revenus sur 20 ans 61 470 935 \$
Point mort tarifaire TRI	3,16 années 10,31 %	3,16 années 8,27 %	10,27 années 8,92 %	10,27 années 6,55 %
Contribution tarifaire :				
5 ans	- 1 607 286 \$	- 1 607 286 \$	2 125 685 \$	2 125 685 \$
10 ans	- 5 884 669 \$	- 5 884 669 \$	157 050 \$	157 050 \$
20 ans	-14 166 263 \$	-14 166 263 \$	- 5 833 335 \$	- 5 833 335 \$
40 ans	-25 474 508 \$	- 7 124 141 \$	-16 218 385 \$	2 131 983 \$
Références	SCGM-1, document 1, page 23	SCGM-1, document 1.12, page 1	SCGM-1, document 1, page 24	SCGM-1, document 1.12, page 1

La rentabilité du projet est assurée dans le cas du forage directionnel qu'il y ait ou non un renouvellement du contrat pour vingt années supplémentaires. Par contre, la rentabilité est inférieure au coût du capital prospectif dans le cas d'une tranchée ouverte si le contrat entre SCGM et TCE n'est pas renouvelé après l'entente initiale de 20 ans. La tranchée ouverte est un scénario de dernier recours et elle ne sera utilisée que si le forage directionnel échoue. Dans ce cas, le point mort tarifaire serait de 10,27 années avec un TRI de 8,92 %³⁰.

D'autres considérations doivent être prises en compte dans l'analyse de la rentabilité du projet, notamment le fait que SCGM et TCE ont conclu un contrat ferme de 20 ans, lequel garantit à SCGM une consommation régulière de gaz naturel tout au cours de la période. De plus, la capacité accrue de mètres cubes de gaz naturel disponibles dans le Parc industriel de Bécancour devrait favoriser l'implantation de nouvelles entreprises consommatrices de gaz naturel.

³⁰ Pièce SCGM -1, document 1, page 23.

Par ailleurs, avec un dépassement de coût de 10 %, l'analyse de sensibilité présentée par SCGM démontre que, dans l'hypothèse du scénario de base, le coût total du projet atteint 59 575 083 \$, un point mort tarifaire de 7,7 ans et un TRI de 9,24% sur 40 ans³¹. Dans le cas du scénario avec tranchée ouverte, le projet atteint un coût global de 67 618 029 \$, un point mort tarifaire de 22,24 ans et un TRI de 7,97 %³².

4. POSITIONS DES INTÉRESSÉS

ACIG

D'une manière générale, l'ACIG est favorable à la mise en place d'usines de cogénération au Québec. Pour les clients industriels, la mise en place d'une usine de cogénération de cette nature comporte des effets positifs réels en ce que les installations industrielles situées à proximité de cette usine de cogénération pourront bénéficier de la vapeur produite par celle-ci comme source alternative d'énergie³³.

L'ACIG n'éprouve aucune difficulté particulière avec la modalité permettant au client d'utiliser le tarif 1 lors de la mise en service de l'usine. En effet, il n'est pas inhabituel qu'un consommateur du tarif 4 débute sa production initiale au tarif 1 de façon à pouvoir tester adéquatement ses équipements et accroître graduellement sa production sur une certaine période avant d'atteindre une certaine stabilité dans sa consommation³⁴.

Cependant, l'ACIG éprouve des réserves sur la clause contractuelle permettant de réduire sa consommation de façon importante aux années 6, 12 et 18. Il semblerait en effet que les baisses de consommation prévues dans cette clause pourraient être effectuées sans qu'il y ait de pénalité ou d'impact lié au volume souscrit³⁵.

Sur ce point, l'ACIG tient à mentionner que plusieurs de ses membres doivent faire des arrêts de production en cours d'année pour effectuer des travaux d'entretien ou de rénovation de leurs installations sans avoir le droit de réduire leur volume souscrit. À

³¹ Pièce SCGM -1, document 1, page 23.

³² Pièce SCGM -1, document 1, page 24.

³³ Commentaires de l'ACIG, pages 1 et 2.

³⁴ Commentaires de l'ACIG, page 2.

³⁵ Commentaires de l'ACIG, pages 2 et 3.

première vue, il semblerait donc que le droit conféré à TCE en vertu de cette disposition de son contrat soit exorbitant des droits conférés aux autres clients de la même catégorie³⁶.

D'une manière générale et en conformité avec la position traditionnelle qu'elle a adoptée à l'égard de ce sujet au cours des dernières années, l'ACIG s'objecte à tout traitement de faveur ou autre forme de discrimination à l'endroit d'un client particulier par rapport aux clients de la même catégorie tarifaire. Ainsi, et à moins de circonstances extraordinaires qui pourraient justifier un traitement différent, l'ACIG considère que les clients, dont le profil de consommation est similaire, devraient être assujettis à des tarifs, conditions et modalités d'approvisionnement rigoureusement identiques les uns par rapport aux autres³⁷.

FCEI

Tel que la FCEI l'avait déjà indiqué à la Régie dans le dossier de l'approbation du contrat entre TCE et HQD à l'été 2003, la FCEI appuie le projet de Bécancour car celui-ci constitue un élément important de la sécurité d'approvisionnement en électricité des québécois³⁸.

La FCEI note aussi que les conditions du tarif qui s'appliquent (tarif D₄ et rabais maximal de 26 %) sont celles qui avaient été approuvées dans le cadre du dossier tarifaire 2002-2003 (R-3484-2002) à l'égard du tarif D₄³⁹.

La FCEI constate toutefois l'énoncé suivant à la pièce SCGM-1, document 4, page 1 du contrat à l'article 5 :

*« The parties hereby understand and agree that this distribution contract, although duly signed, is subject to the right of TCE, right hereby specifically reserved, to apply to the Régie de l'énergie to obtain a discount under clause 2.6 of D₄ Distribution Tariff. If applicable, and in the event that the Régie de l'énergie authorizes a discount under said clause 2.6 of the D₄ Distribution Tariff, said discount will automatically be applied to this Contract. »*⁴⁰

Bien que la FCEI ne s'oppose pas à cette mention au contrat, elle comprend qu'advenant une telle demande par TCE à la Régie, cette demande devrait faire l'objet d'une audience à

³⁶ Commentaires de l'ACIG, page 3.

³⁷ Commentaires de l'ACIG, page 3.

³⁸ Commentaires de la FCEI, page 1.

³⁹ Commentaires de la FCEI, page 1.

⁴⁰ Commentaires de la FCEI, page 2.

laquelle les intervenants seraient invités à participer afin de s'assurer de bien saisir les enjeux tarifaires, le cas échéant⁴¹.

Enfin la FCEI souscrit à la préoccupation de l'ACIG relativement à la clause contractuelle autorisant TCE à réduire sa consommation aux années 6, 12 et 18⁴².

HQD

HQD appuie la demande de SCGM étant donné que le projet Gazoduc Bécancour vise à alimenter la future centrale de TCE que HQD a retenue suite à l'appel d'offres A/O-2002-01, lequel a été lancé conformément au Plan d'approvisionnement 2002-2011 approuvé par la Régie dans sa décision D-2002-17⁴³. De plus, le contrat intervenu entre HQD et TCE fut également approuvé par la Régie dans sa décision D-2003-159⁴⁴.

HQD mentionne qu'il est important de souligner que les travaux de TCE ont déjà été retardés suite aux événements entourant la demande d'avis du ministre des Ressources naturelles sur la sécurité énergétique et elle juge important que la Régie traite ce dossier avec toute la célérité demandée par SCGM⁴⁵.

S.É./AQLPA

S.É./AQLPA recommande à la Régie de refuser l'autorisation demandée par SCGM pour le projet Gazoduc Bécancour et ce, selon les deux scénarios fournis.

Selon S.É./AQLPA, la Régie doit inviter SCGM à lui soumettre une nouvelle proposition conforme aux normes de rentabilité de la Régie (quant au point mort tarifaire et au taux de rendement interne), tenant compte de la durée réelle de l'engagement contractuel de TCE et incluant une contribution suffisante de ce client au coût des travaux conformément à l'article 4.3 de la section 7 des tarifs de SCGM⁴⁶.

De plus, SCGM devrait placer dans un compte de frais reportés la partie assumée par elle du coût des travaux, compte portant intérêt et qui serait alloué en totalité à la clientèle du palier

⁴¹ Commentaires de la FCEI, page 2.

⁴² Commentaires de la FCEI, page 2.

⁴³ Dossier R-3470-2001, 21 janvier 2002.

⁴⁴ Commentaires de HQD, page 1.

⁴⁵ Commentaires de HQD, page 2.

⁴⁶ Commentaires de S.É./AQLPA, page 11.

tarifaire D-4.10 de la région sud de SCGM à compter de la date où TCE deviendra elle-même une cliente du palier tarifaire D-4.10 pour sa centrale de Bécancour⁴⁷.

S.É./AQLPA croit que SCGM est en mesure de soumettre un nouveau projet d'autorisation à temps pour que la Régie puisse l'approuver avant le 17 décembre 2004, date charnière prévue au contrat entre SCGM et TCE. Par ailleurs, la Régie devrait exiger de SCGM que cette dernière lui soumette les suivis usuels pour s'assurer du contrôle de ses coûts, tel que prévu à la décision D-97-25⁴⁸.

UC

UC désire tout d'abord réitérer son opposition sur le virage au gaz apparemment amorcé par HQD et elle souligne les délais très courts octroyés par SCGM pour l'étude de ce dossier⁴⁹.

UC saisit les avantages tarifaires procurés à l'ensemble de la clientèle par l'arrivée de clients à grande consommation, en termes de stabilisation et de sécurisation dans la génération des revenus. Toutefois, en raison des risques concernant le point mort tarifaire, UC croit néanmoins que SCGM devrait faire contribuer TCE pour les frais engendrés par la construction d'un gazoduc qui ne desservira que TCE pour les prochaines années⁵⁰.

D'autre part, UC affirme que SCGM devrait faire contribuer son nouveau client aux coûts d'extension de son réseau de Bécancour à raison du montant nécessaire pour atteindre le point mort tarifaire en cinq ans au maximum et ce, dans le cas d'un scénario de 80 % des ventes prévues et 110 % des coûts encourus, sur une période de 20 ans⁵¹.

Finalement, UC croit qu'un compte de frais reportés doit être créé jusqu'à ce que la centrale soit mise en service et que SCGM ne devrait pas accorder de traitement exceptionnel à TCE alors que le distributeur a déjà demandé la création d'un palier tarifaire dans le but express de desservir des clients comme TCE⁵².

⁴⁷ Commentaires de S.É./AQLPA, page 11.

⁴⁸ Commentaires de S.É./AQLPA, pages 11 et 12.

⁴⁹ Commentaires de UC, 12 août 2004, page 1.

⁵⁰ Commentaires de UC, 23 août 2004, page 5.

⁵¹ Commentaires de UC, 23 août 2004, page 5.

⁵² Commentaires de UC, 23 août 2004, page 5.

5. RÉPLIQUE DE SCGM

SCGM constate que le client de TCE, à savoir HQD, appuie sa demande alors que l'ACIG et la FCEI sont elles aussi favorables au projet étant donné que l'augmentation de consommation qui en découle procurera un effet à la baisse sur les tarifs payés par l'ensemble des consommateurs québécois⁵³. En ce qui concerne l'interrogation de l'ACIG quant à la possibilité pour TCE de réduire sa consommation aux années 6, 12 et 18 du contrat de distribution afin d'effectuer les travaux d'entretien causés par la diminution de l'efficacité de ses turbines, et avec laquelle la FCEI se déclare en accord, SCGM apporte quelques précisions⁵⁴.

Selon les dispositions générales applicables du 1^{er} octobre 2003 au 30 septembre 2004, il est prévu spécifiquement qu'en matière de distribution⁵⁵ :

« 1. Le client a le droit de bénéficier du tarif le plus avantageux, selon les modalités suivantes :

a) Ce tarif doit être convenu pour toute la durée du contrat sous réserve de modifications subséquentes par entente entre les parties au volume souscrit, à l'obligation minimale annuelle et au prix convenu. »⁵⁶

Compte tenu du caractère exceptionnel de la durée du contrat de TCE, qui s'étend sur deux cent quarante-cinq mois et pour lequel le client fournit son propre transport, SCGM a accepté de convenir avec TCE de la possibilité que cette dernière puisse modifier son volume souscrit⁵⁷.

Ainsi, à trois moments précis durant les vingt années que durera le contrat, et uniquement après avoir envoyé un avis écrit à SCGM au plus tard le 1^{er} mars de l'année précédente, TCE pourra voir son volume souscrit réduit à un minimum de 263 900 m³ pour une période d'un mois seulement. Cette réduction du volume souscrit, totalisant trois mois sur deux cent quarante-cinq, est incorporée dans le calcul du taux de rendement interne du projet Gazoduc Bécancour⁵⁸.

⁵³ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 1.

⁵⁴ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 2.

⁵⁵ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 2.

⁵⁶ Tarifs en vigueur au 1^{er} octobre 2003, décision D-2003-180, dossier R-3510-2003, 26 septembre 2003, page 34.

⁵⁷ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 2.

⁵⁸ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 2.

Relativement aux commentaires formulés par S.É./AQLPA, SCGM présente certaines remarques. En effet, contrairement aux allégations de S.É./AQLPA dans ses commentaires, la Régie de l'électricité et du gaz affirmait dans l'ordonnance G-285 que :

« La Régie demande donc à la requérante d'utiliser la méthode du taux de rendement interne pour démontrer la viabilité économique des projets d'expansion qu'elle soumettra à son examen pour obtenir l'autorisation préalable prévue à l'article 41.

(...)

L'appréciation de la Régie de la viabilité économique du projet sera basée sur la comparaison entre le taux de rendement interne de celui-ci et l'opinion qu'elle pourra se faire du coût des capitaux nouveaux qui y seront engagés.

(...)

Quoique la Régie estime qu'en principe, tout nouveau projet devrait être économiquement viable par lui-même, elle reconnaît qu'il pourrait y avoir lieu d'autoriser la réalisation de certains projets dont le taux de rendement interne serait inférieur au coût des capitaux nouveaux requis pour le réaliser. Dans de tels cas, la Régie permettrait un certain niveau d'interfinancement en faveur des nouveaux abonnés desservis par le projet, aux dépens des abonnés existants. La Régie constate par contre qu'il y aura un interfinancement dans la direction opposée lorsque le taux de rendement d'un projet sera supérieur au coût des capitaux requis. »⁵⁹

Dans la décision D-97-25⁶⁰, la Régie a autorisé l'utilisation du coût en capital prospectif après impôt dans l'évaluation des projets d'investissements. Ainsi, dans l'évaluation des projets proposés par SCGM pour l'exercice financier 2004, la Régie a autorisé un coût en capital prospectif de 7,48 % après impôt dans la décision D-2003-180⁶¹. Conformément à cette décision, le projet Gazoduc Bécancour présente un taux de rendement interne de 10,31 % dans le cas où il se réalise par forage directionnel et de 8,92 % dans celui de la tranchée ouverte⁶².

Selon les experts en forage du distributeur, la probabilité d'insuccès du forage directionnel n'est évaluée qu'à moins de 5 %. En conséquence, il y a 95 % de chance que le projet se

⁵⁹ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 3.

⁶⁰ Dossier R-3371-97, 16 juillet 1997.

⁶¹ Dossier R-3510-2003, 26 septembre 2003.

⁶² Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 4.

réalise par forage directionnel et, dans ce cas, le point mort tarifaire est atteint au bout de 3,16 années. La pratique d'affaires de SCGM dans l'évaluation de la rentabilité des investissements relativement au point mort tarifaire de cinq ans et moins est donc respectée en l'espèce et il n'existe pas de justification permettant de demander à TCE une contribution dans ces circonstances⁶³.

Relativement à la création d'un compte de frais reportés afin de retarder l'allocation des coûts d'immobilisation assumés par SCGM, le distributeur juge que cette méthode ne correspond nullement aux principes réglementaires généraux. En effet, dès qu'un actif est utile et utilisé, il est immédiatement versé à la base de tarification et suit alors les règles de traitement et d'amortissement rattachées à ce type d'actif. La création d'un compte de frais reportés déroge à ces principes⁶⁴.

En complément de réponse, SCGM précise que non seulement les coûts sont alloués au projet mais aussi les revenus. Le distributeur mentionne que la proposition de S.É./AQLPA est muette sur l'allocation de revenu. En effet, la proposition de S.É./AQLPA ne semble s'appliquer qu'aux fins de l'allocation des coûts et non aux fins de la fixation des tarifs. La proposition de S.É./AQLPA ferait en sorte que les coûts utilisés pour l'allocation des coûts ne seraient pas les mêmes que ceux utilisés pour fixer les tarifs⁶⁵.

D'autre part, SCGM ne propose aucune modification aux méthodes d'allocation approuvées par la Régie et le dossier ne présente aucun élément à cet effet. Le distributeur estime que les principes d'allocation déjà en place demeurent valables peu importe le niveau de consommation des nouveaux clients. Le principe de base de l'allocation du coût de service est de répartir la totalité des coûts entre les catégories de clients et ce, le plus équitablement possible. Ainsi, un nouveau client se verra allouer une partie des coûts du réseau existant car il bénéficiera de ce réseau qui a été mis en place au cours des différentes années. Il supportera sa quote-part de la totalité des coûts alors que les clients existants assumeront également leur quote-part des coûts, anciens et nouveaux⁶⁶.

SCGM tient à spécifier que TCE sera assujettie au tarif D-1 ou D-4.9⁶⁷ pour seulement cinq mois et non dix-sept mois tel qu'avancé par S.É./AQLPA. La date de mise en gaz du client est prévue pour avril 2006. Jusqu'en août 2006, le client aura alors la possibilité d'être assujetti au D-1 ou au D-4.9, s'il le désire⁶⁸.

⁶³ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 4.

⁶⁴ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 4.

⁶⁵ Réplique de SCGM, 27 août 2004, page 2.

⁶⁶ Réplique de SCGM, 13 août 2004, pages 4 et 5.

⁶⁷ Le tarif D-4.9 correspond au tarif D4 dont la borne de consommation se situe entre 300 000 et 1 000 000 m³/jour.

⁶⁸ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 5.

Par contre, dès septembre 2006, le client passera au tarif D-4.10⁶⁹ étant donné que sa consommation quotidienne atteindra un niveau de 2,6 millions de m³. S'il y a report de la date de mise en gaz, l'entrée en vigueur du contrat de distribution sera reportée d'autant, maintenant ainsi à cinq mois la période de démarrage. Dans ce cas, les coûts d'investissement du projet seront inclus à la base de tarification à cette même date, soit celle de la mise en gaz. De plus, le contrat de remboursement de coût entre SCGM et TCE prévoit à l'article 3 que cette dernière remboursera les coûts financiers raisonnables et additionnels ainsi que les coûts opérationnels résultant du retard de la mise en service⁷⁰.

En réponse à UC qui doute de l'urgence d'obtenir les autorisations requises auprès de la Régie, SCGM réitère qu'elle est consciente que l'examen du présent dossier requiert un certain délai mais qu'elle souhaite aussi être en mesure de distribuer le gaz naturel à TCE le 1^{er} avril 2006. Pour cette raison, SCGM a proposé de scinder le processus d'approbation en deux étapes afin d'obtenir le ou vers le 16 août 2004 la décision prioritaire relativement à l'achat des tuyaux et le ou vers le 22 septembre 2004, l'autorisation de procéder au projet en tant que tel⁷¹.

Lorsque UC s'inquiète de l'impact que l'ajout de TCE comme cliente de SCGM peut avoir sur les tarifs, SCGM rétorque que la preuve déposée au soutien de la demande d'autorisation démontre clairement que le projet aura un effet à la baisse sur les tarifs du distributeur de 25 477 508 \$ sur une période de quarante ans et ce, au bénéfice de l'ensemble de sa clientèle⁷².

En ce qui a trait à la recommandation principale de UC visant à faire contribuer TCE aux coûts du projet, SCGM indiquait clairement, dans la cause R-3484-2002, que la règle viserait l'atteinte d'un point mort tarifaire de cinq ans dans le cas des projets de production électrique et qu'elle demanderait une contribution monétaire de la part du client si un projet ne rencontrait pas ce point mort⁷³.

Comme le scénario le plus probable a 95 % de chances de se réaliser et qu'il présente un point mort tarifaire de 3,16 ans avec un coût en capital prospectif de 10,31 %, SCGM affirme qu'elle n'a pas à demander de contribution monétaire à TCE afin de respecter le critère du coût en capital prospectif établi par la Régie ni d'ailleurs sa pratique d'affaires visant l'atteinte d'un point mort tarifaire de cinq ans⁷⁴.

⁶⁹ Le tarif D-4.10 correspond au tarif D4 dont la borne de consommation se situe à 1 000 000 m³/jour et plus.

⁷⁰ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 5.

⁷¹ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 2.

⁷² Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 3.

⁷³ Réplique de SCGM, 27 août 2004, page 3.

⁷⁴ Réplique de SCGM, 27 août 2004, page 3.

SCGM mentionne que l'inclusion des actifs à la base de tarification se fera seulement lorsque TCE débutera sa consommation de gaz naturel et que cette pratique réglementaire, appliquée dans tous les projets d'investissement, permet un meilleur appariement des revenus avec les dépenses⁷⁵.

Quant à la sécurité des approvisionnements de SCGM, celle-ci fera l'objet du plan d'approvisionnement qu'elle soumet chaque année à la Régie dans le cadre de son dossier tarifaire, dossier dans lequel UC a toujours la possibilité d'intervenir⁷⁶.

6. OPINION DE LA RÉGIE

Au fil de ses décisions, notamment les décisions D-90-60⁷⁷, D-96-21⁷⁸ et D-97-25⁷⁹, la Régie a établi des critères servant de guide dans le cadre du processus de prise de décision. De façon générale, un projet d'extension devrait être justifiable économiquement et ne devrait pas avoir à long terme un effet à la hausse sur les tarifs. En particulier, SCGM doit s'assurer que le TRI d'un projet est supérieur au coût du capital prospectif approuvé par la Régie. Les projets sont analysés par la Régie sur la période d'amortissement des conduites, soit 40 ans, et également en calculant le point mort tarifaire⁸⁰.

Dans la cause R-3484-2002, SCGM a expliqué la pratique d'affaires qu'elle appliquerait dans le cas des projets de production électrique. En effet, SCGM indiquait clairement que la règle viserait l'atteinte d'un point mort tarifaire de cinq ans et que, si un projet ne rencontrait pas ce point mort, le distributeur demanderait alors une contribution monétaire de la part du client.

Le distributeur s'est aussi fixé comme règle interne d'obtenir la signature de contrats pour plus de 80 % de la marge brute de la première année qui est nécessaire à l'atteinte de cette rentabilité⁸¹.

⁷⁵ Réplique de SCGM, 27 août 2004, page 3.

⁷⁶ Réplique de SCGM, 13 août 2004, page 3.

⁷⁷ Dossier R-3173-89, 31 août 1990.

⁷⁸ Dossier R-3343-95, 19 juin 1996.

⁷⁹ Dossier R-3371-97, 16 juillet 1997.

⁸⁰ Voir décision D-99-37, dossier R-3414-98, 16 mars 1999 et décision D-99-48, dossier R-3413-98, 31 mars 1999.

⁸¹ Voir décision D-97-25, dossier R-3371-97, 16 juillet 1997.

La Régie est d'opinion que la demande de SCGM, telle que présentée, est justifiée selon les critères de la Régie et que le projet d'extension de réseau et de son bouclage avec le réseau actuel permettront à la demanderesse de réaliser de nouvelles ventes. Compte tenu que la totalité des volumes signés représente 100 % de la marge brute nécessaire à la réalisation du projet, la Régie considère les données financières soumises par le distributeur comme acceptables et que la règle interne du distributeur relative à des signatures de contrat avec au moins 80 % de la marge brute est respectée dans le présent dossier.

La Régie constate que le TRI du projet est supérieur au coût du capital prospectif autorisé par la Régie pour le présent exercice. Elle est toutefois consciente que certains risques, reliés aux méthodes de construction, à l'obtention des autorisations ainsi qu'à l'échéancier serré du projet, rendent le projet vulnérable à un dépassement des coûts et des délais. La Régie est donc d'avis que SCGM doit mettre en place les mesures et les mécanismes nécessaires afin que tout dépassement significatif des coûts de construction et des échéanciers soient évités et qu'un suivi approprié du projet soit effectué.

En conséquence, la Régie demande au distributeur de produire un rapport de suivi lors du dépôt de son rapport annuel devant la Régie. Ce rapport devra être conforme à la décision D-97-25⁸² et, notamment, fournir une mise à jour des volumes de ventes, des coûts de construction de même qu'une analyse de la rentabilité du projet.

6.1 CONDITIONS CONTRACTUELLES

L'ACIG reconnaît que la desserte de la centrale de Bécancour entraînera une augmentation importante de la consommation actuelle, de même qu'une croissance de la base de tarification et, conséquemment, un effet à la baisse sur les tarifs payés par la clientèle du distributeur.

L'ACIG éprouve toutefois des réserves sur la clause du contrat permettant à TCE de réduire sa consommation de façon importante aux années 6, 12 et 18. L'ACIG soutient que le droit conféré à TCE semble exorbitant par rapport aux droits conférés à ses membres, clients du même tarif, qui doivent procéder à des arrêts de production en cours d'année pour, entre autres, des programmes d'entretien et ce, sans qu'ils puissent avoir droit de réduire leur volume souscrit.

⁸² Dossier R-3371-97, 16 juillet 1997.

La Régie constate que le distributeur se réfère à la clause 1 a) contenue à la sous-section E) *Dispositions générales du service de distribution* du texte des tarifs⁸³ laquelle prévoit que le client a le droit de bénéficier du tarif le plus avantageux et que ce tarif doit être convenu pour toute la durée du contrat sous réserve de modifications subséquentes par entente entre les parties au volume souscrit, à l'obligation minimale annuelle et au prix convenu. Cet article est de surcroît applicable aux différentes catégories tarifaires de distribution puisqu'il fait partie des dispositions générales et non d'une classe tarifaire particulière.

La Régie conclut donc que les modalités convenues entre SCGM et son client découlent de l'application du texte des tarifs et que cette application dans le présent dossier est raisonnable puisque le total de trois mois de diminution de consommation est infime par rapport aux 245 mois du contrat.

6.2 CONTRIBUTION DE TCE AUX COÛTS DU PROJET D'EXTENSION

UC soumet qu'afin de se prémunir contre un risque de non-atteinte du point mort tarifaire en cinq ans au maximum, dans l'hypothèse d'un scénario de 80 % des ventes et de 110 % des coûts sur 20 ans, SCGM devrait exiger de TCE qu'elle assume une partie des coûts du projet. UC réfère la Régie à sa décision D2002-132⁸⁴ aux pages 19 et 20 dans laquelle la Régie « *prend pour acquis que SCGM verra à obtenir les garanties nécessaires afin de se prémunir contre le risque particulièrement important en cas de défaillance de clients de très grande taille se prévalant du service de transport fourni par SCGM...* ».

En réponse à UC, SCGM soutient que ce critère d'atteinte d'un point mort tarifaire de cinq ans doit être appliqué selon le scénario le plus probable de réalisation. Dans le cas présent, le scénario privilégié, qui a 95 % de chance de se réaliser, présente un point mort tarifaire de 3,16 ans. En conséquence, SCGM n'a pas à demander de contribution monétaire de la part de TCE afin de respecter le critère du coût en capital prospectif établi par la Régie de l'énergie.

De plus, SCGM ajoute qu'elle ne croit pas qu'il soit justifié d'exiger une contribution monétaire d'un client sur la base de données ayant une faible probabilité de réalisation. D'autre part, le distributeur note que l'extrait de la décision D-2002-132 cité par UC porte

⁸³ Tarifs en vigueur à compter du 1^{er} octobre 2003, page 34.

sur le risque associé lorsque les clients de très grande taille se prévalent du service de transport de SCGM, ce qui n'est pas le cas dans le présent dossier.

Le projet prévoit un TRI qui excède le coût du capital prospectif établi par la Régie dans tous les scénarios qui font l'objet de l'étude de sensibilité à l'exception du scénario avec tranchée ouverte pour des ventes à 80 %, des coûts de 110 % et pour une période de 20 ans. La Régie rappelle que la règle interne de 80 % s'applique aux projets d'extension du réseau gazier comportant plusieurs clients potentiels. Dans le cas présent, le distributeur a un contrat de 20 ans signé avec un seul client qui représente 100 % de la marge brute nécessaire à la rentabilité du projet. Compte tenu de son évaluation de la rentabilité financière et des autres circonstances qui entourent ce dossier, la Régie décide d'approuver ce projet. La Régie considère qu'il faut aussi tenir compte que les chances de réussite de la méthode retenue par forage directionnel sont très élevées et que les revenus devraient être assurés pour au moins 20 ans, compte tenu de l'utilisation faite du gaz et des conditions auxquelles TCE s'est engagée avec HQD aux termes du contrat intervenu entre ces parties.

La Régie ne peut toutefois ignorer que ce projet comporte des éléments de risque, surtout dans le cas du scénario de la tranchée ouverte dont les coûts peuvent largement dépasser les prévisions tel que le démontre l'estimé majoré par un taux de contingence de 20 % (au lieu des 10 % retenus dans les projets habituels). Cette contingence de 20 % vise à couvrir les risques liés à des travaux d'une longueur exceptionnelle tels qu'une hausse des coûts d'excavation et de remblaiement additionnels, des contraintes supplémentaires associées à la traverse de la voie maritime et à celles reliées à des questions environnementales⁸⁵. La Régie reste donc préoccupée par l'importance des risques énumérés et leurs conséquences sur les résultats financiers liés à ce projet, malgré les précautions du distributeur pour s'assurer de la rentabilité du projet, surtout que le contrat ne prévoit pas de clause de partage de risques en cas de dépassement du budget soumis.

La Régie, dans un souci d'assurer la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du distributeur⁸⁶, exige que le distributeur fasse preuve d'une très grande vigilance dans le contrôle des coûts, de sorte que ce projet n'ait pas d'impact négatif sur les tarifs des autres consommateurs.

⁸⁴ Dossier R-3484-2002, 7 juin 2002.

⁸⁵ SCGM-1, document 1.9.

⁸⁶ Article 5 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Si la rentabilité du projet n'est pas respectée à cause d'un dépassement des coûts finaux, la Régie s'attend à ce que le distributeur lui propose des avenues pour corriger la situation, en particulier, mais sans limitation, elle s'attend à ce que le distributeur applique l'article 4.3 des *Dispositions générales* du texte des Tarifs⁸⁷ et récupère sur la durée du contrat une contribution du client, comme elle s'y engageait dans le dossier R-3484-2002. Un projet d'extension ne devrait pas avoir à long terme un effet à la hausse sur les tarifs selon la jurisprudence de la Régie..

6.3 CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS

UC soumet que vu les incertitudes entourant ce projet, dont TCE est l'unique destinataire du gazoduc projeté, ainsi que des questions concernant sa rentabilité, la création d'un compte de frais reportés est nécessaire. Comme il n'existe aucune garantie pour leur utilisation future, ni même pour la date précise de leur utilisation, UC affirme que l'on doit procéder à la création d'un compte de frais reportés puisque la Régie ne peut autoriser, dans la base de tarification du distributeur, que l'inclusion des actifs utiles et utilisés.

En réponse à UC, SCGM désire rassurer l'intéressé en indiquant que l'inclusion des actifs à la base de tarification se fera seulement lorsque TCE débutera sa consommation de gaz naturel.

Pour sa part, S.É./AQLPA soutient qu'il serait souhaitable que SCGM demande à la Régie la création d'un compte de frais reportés, lui permettant de retarder l'allocation des coûts jusqu'à ce que TCE soit devenue une cliente du palier tarifaire D-4.10.

En réponse à S.É./AQLPA, le distributeur soumet que la création d'un compte de frais reportés ne correspond nullement aux principes réglementaires généraux. Dès qu'un actif est utile et utilisé, il est immédiatement versé à la base de tarification.

Selon la Régie, la création d'un compte de frais reportés est nécessaire lorsque les dépenses d'investissement se répartissent sur plusieurs années et que l'utilisation des actifs ne se fera qu'au terme de la réalisation du projet autorisé. Dans le cas présent, les revenus ainsi que les

⁸⁷ Tarifs en vigueur à compter du 1^{er} octobre 2003, page 35.

dépenses d'investissements entreront dans la base de tarification à compter du moment où les installations seront reconnues prudemment acquises et utiles.

La Régie ne peut, sur la base des éventualités évoquées par UC ou sur la base des arguments avancées par S.É./AQLPA, conclure à la nécessité de créer un compte de frais reportés.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁸⁸, notamment les articles 31(5) et 73 (2);

CONSIDÉRANT le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁸⁹;

CONSIDÉRANT que la Régie de l'énergie a décidé de ne pas tenir d'audience publique;

CONSIDÉRANT les décisions D-90-60⁹⁰ et D-97-25⁹¹, en suivi à la décision D-96-21⁹² de la Régie du gaz naturel, qui conservent leur effet en vertu de l'article 159 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*;

⁸⁸ L.R.Q., c. R-6.01.

⁸⁹ (2001) 133 G.O. II, 6165.

⁹⁰ Dossier R-3173-89, 31 août 1990.

⁹¹ Dossier R-3371-97, 16 juillet 1997.

⁹² Dossier R-3343-95, 19 juin 1996.

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la demande de SCGM;

ACCORDE à SCGM l'autorisation pour la réalisation, selon les deux scénarios de construction, du projet Gazoduc Bécancour tel que décrit à la pièce SCGM-1, document 1 et autres documents déposés en preuve;

DEMANDE au distributeur de déposer à la Régie, avant le début des travaux, une copie des autorisations nécessaires à la réalisation du projet;

DEMANDE au distributeur de mettre en place les mesures et les mécanismes nécessaires au contrôle des coûts, de sorte que ce projet n'ait pas d'impact négatif sur les autres consommateurs;

ENJOINT le distributeur, si la rentabilité du projet n'est pas respectée à cause d'un dépassement des coûts finaux, à lui proposer des avenues pour corriger la situation, en particulier, mais sans limitation, elle s'attend à ce que le distributeur applique l'article 4.3 des *Dispositions générales* du texte des Tarifs⁹³ et récupère sur la durée du contrat une contribution du client;

DEMANDE au distributeur de soumettre annuellement, lors du dépôt de son rapport annuel, les données nécessaires au suivi du projet Gazoduc Bécancour et ce, conformément à la décision D97-25⁹⁴, dont notamment une mise à jour des volumes de ventes, des coûts de construction et une analyse de rentabilité;

DEMANDE aux intéressés de soumettre leur demande de paiement de frais au plus tard le 8 octobre 2004; le distributeur aura jusqu'au 20 octobre 2004 pour commenter les demandes de remboursement de frais et les intéressés auront jusqu'au 29 octobre 2004 pour répliquer.

Marc-André Patoine
Régisseur

⁹³ Tarifs en vigueur à compter du 1^{er} octobre 2003, page 35.

⁹⁴ Dossier R-3371-97, 16 juillet 1997.

Représentants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Hydro-Québec Distribution (HQD) représentée par M^e Éric Fraser;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) représentée par M^e Félix Turgeon;
- Union des consommateurs (UC) représentée par Mme Élisabeth Gibeau.