

Mémoire

**Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd
de Bécancour en périodes de pointe
R-3925-2015**



Préparé par

Viviane de Tilly
Analyste d'UC

27 juillet 2015

Table des matières

TABLE DES MATIERES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU	3
1 CONTEXTE	4
1.1 HISTORIQUE DU CONTRAT AVEC TCE.....	4
2 ENTENTE PROPOSEE AVEC TCE	7
2.1 ABSENCE DE SCÉNARIO ALTERNATIF.....	7
2.2 BESOINS EN PUISSANCE	8
3 ENTENTE DE PRINCIPE AVEC GAZ METRO GNL	11
3.1 CARACTERE NECESSAIRE DE L'ENTENTE DE PRINCIPE.....	11
3.2 COÛT DE L'ENTENTE DE PRINCIPE.....	13
4 COÛT FIXE DES ENTENTES	14
5 CESSION DES DROITS ET OBLIGATIONS AU PRODUCTEUR	15
ANNEXE : BILAN EN PUISSANCE DE DECEMBRE 2014	17

Liste des tableaux

TABLEAU 1 BILAN EN PUISSANCE (JUN 2015).....	8
--	---

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe neuf Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Contexte

L'entente conclue avec TransCanada Energy Ltd (TCE) et proposée par le Distributeur (« entente proposée avec TCE ») dans le présent dossier vise essentiellement à permettre, au-delà des modalités de suspension pour les besoins en bases approuvées par la Régie par sa décision D-2014-086, le fonctionnement de la centrale de Bécancour durant l'équivalent d'une centaine d'heures par année.

L'entente proposée avec TCE prévoit que le Distributeur est responsable de l'approvisionnement en gaz naturel de la centrale de Bécancour. À cet effet, le Distributeur a conclu une entente de principe avec Gaz Métro GNL afin d'assurer un approvisionnement en gaz naturel, à travers une unité d'entreposage de gaz naturel liquéfié (« GNL »), durant 18 ans à compter du 1^{er} décembre 2018.

Cette proposition est le nouveau chapitre d'une saga amorcée il y a 12 ans dans un contexte énergétique tout autre. UC juge important d'en rappeler les grandes lignes.

1.1 Historique du contrat avec TCE

Dans sa décision D-2003-159, la Régie approuve un contrat pour 507 MW de produit en base intervenu le 10 juin 2003 avec TCE. L'approbation de ce contrat est l'aboutissement de l'appel d'offres de 600 MW lancé par le Distributeur le 21 février 2002 et modifié le 14 mars 2002 par l'addenda n° 1 qui augmentait les quantités demandées à 1 200 MW. Le contrat prendra fin en 2026.

En 2006, le Distributeur prévoit cependant des surplus énergétiques et s'entend alors avec le Producteur pour suspendre temporairement en 2007 des contrats signés dans le cadre du même appel d'offres de 2002, suspension néanmoins refusée par la Régie qui dans sa décision D-2007-13 lui préfère un scénario de revente sur les marchés¹.

Les surplus perdurant, le Distributeur propose à la Régie en 2007 une entente de suspension avec TCE pour l'année 2008, avec une option de prolongation pour l'année 2009, il indique alors

*L'entente conclue entre le Distributeur et TCE constitue une entente accessoire axée sur des dispositions temporaires afin de faire face à une situation exceptionnelle.*² (notre souligné)

L'entente de suspension est approuvée par la Régie par sa décision D-2007-134 mais n'a eu rien de temporaire ni d'exceptionnelle puisqu'elle a été renouvelée depuis lors avec certains amendements. La centrale de Bécancour n'aura donc jusqu'à présent été en service que du 17 septembre 2006 au 31 décembre 2007.³

Toutefois, dans ses décisions qui suivront, la Régie demande au Distributeur d'évaluer d'autres options que l'arrêt de la production de la centrale.

¹ D-2007-13, page 16.

² R-3649-2007, HQD-2, Document 1, page 7

³ D-2014-86, page 4.

Dans sa décision D-2010-109, elle indique

[42] La Régie réitère néanmoins qu'elle s'attend à ce que le Distributeur réévalue annuellement, avant de demander à la Régie de suspendre la production d'électricité de la centrale de Bécancour, les avantages et les coûts d'autres avenues, telle la cession de tout ou partie du contrat à des tiers de gré à gré ou par appel d'offres ou l'opération sporadique en hiver de la centrale de TCE.

*[43] Par exemple et sans prétendre gérer à la place du Distributeur, la Régie constate que la centrale de TCE peut fournir une puissance de 547 MW alors que le Distributeur devrait acquérir pour les quatre mois d'hiver, dans le scénario où sa production serait suspendue en 2011, un peu plus de 500 MW de puissance par d'autres moyens.*⁴ (note de bas de page omise et nos soulignés)

Il y a donc cinq ans que la Régie demande au Distributeur d'envisager d'autres solutions que la suspension, pure et simple mais coûteuse, du contrat avec TCE. L'année suivante, dans sa décision D-2011-162, la Régie réitère son souhait de voir réduire les coûts de la suspension.

*[228] La Régie a demandé au Distributeur s'il avait l'intention de discuter de la possibilité de partager la production de la centrale de TCE avec le Producteur ou toute autre partie intéressée. Le Distributeur a indiqué qu'aucune discussion de ce type n'avait eu lieu entre le Producteur et lui. Il a toutefois démontré de l'ouverture à entreprendre de telles discussions.*⁵ (note de bas de page omise)

[233] La Régie demande au Distributeur de lui présenter les caractéristiques et les coûts estimés de l'entente de modulation envisagée avec TCE (durée, date d'entrée en vigueur, formes de modulation, nombre d'heures de fonctionnement en hiver, nombre d'arrêts-départs par an, formules ou références des prix de la puissance et de l'énergie, taux de livraisons, délais d'appel, etc.) dans un délai raisonnable avant la conclusion de l'entente, soit dans le cadre d'un dossier distinct ou au plus tard dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.

*[234] Par ailleurs, la Régie est préoccupée par les coûts assumés par tous les consommateurs pour maintenir cette centrale fermée ou partiellement fermée. Elle demande donc au Distributeur d'entreprendre des discussions avec les entités susceptibles de trouver un intérêt à partager la production de la centrale de Bécancour et d'en faire rapport au plus tard dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.*⁶ (nos soulignés)

Déjà, la Régie envisageait que la production de la centrale de Bécancour puisse être modulée ou partagée avec le Producteur. Néanmoins, compte tenu de la suspension en cours du contrat avec TCE et de l'entente proposée, il appert que le Producteur n'a jamais démontré d'intérêt à partager la production de la centrale de TCE⁷.

⁴ D-2010-109, page 14.

⁵ D-2011-162, page 68.

⁶ *Ibid.*, pages 69-70.

⁷ Bien qu'il pourrait, à partir de 2026, et comme la section 5 le présente, tirer profit d'une entente qui lui procurera près de 600 MW à très bas prix et sans risque aucun.

L'année suivante, dans le cadre du dossier R-3803-2012, le Distributeur précise qu'il donnera suite à la décision D-2011-162 lors de la présentation de son plan d'approvisionnement 2014-2023.

[71] En suivi de la décision D-2011-162, le Distributeur indique qu'il présentera les démarches qu'il a entreprises à l'égard d'autres scénarios dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement.

[72] Considérant les coûts en jeu, la Régie réitère l'importance de trouver une alternative à la suspension des activités de production de la Centrale et attend le rapport du Distributeur dans le cadre de l'étude de son plan d'approvisionnement 2014-2023. À cet effet, elle demande également au Distributeur de déposer un statut de l'avancement de ces discussions lors d'une éventuelle nouvelle demande d'approbation de la suspension des activités de production de la Centrale.⁸

C'est plutôt dans le cadre de la demande de renouvellement de la suspension du contrat (R-3850-2013) que le Distributeur indique enfin que des discussions ont lieu avec TCE quant à la recherche d'une alternative à la suspension annuelle des activités de la centrale de Bécancour.

[32] En suivi des recommandations de la Régie exprimées dans ses décisions D-2011-162 et D-2012-118, le Distributeur indique poursuivre des discussions avec TCE, Gaz Métro et d'autres tiers dans la recherche d'une solution à la suspension annuelle des activités de la Centrale.

[33] Cependant, le Distributeur mentionne que ces discussions n'ont pas permis d'en arriver à un accord pour le moment. Le Distributeur continue donc de rechercher une solution alternative avantageuse et entend aviser la Régie au moment opportun.⁹ (notes de bas de pages omises)

En 2014, le Distributeur demande à la Régie de modifier l'entente de suspension avec TCE. Ces modifications concernent principalement les réservations de capacité de transport.

[29] Par rapport à l'Entente de suspension de 2009, et dans la mesure où la période de suspension était prolongée jusqu'à l'échéance du Contrat, le Distributeur évalue que le gain d'établir le crédit sur la base d'une formule de partage avec TCE est de l'ordre de 120 M\$, ou de l'ordre de 140 M\$ si TCE exerçait son option. Ces gains se traduiraient par une diminution du coût annuel de suspension de 13 M\$ à 14 M\$.¹⁰ (notes de bas de page omises)

Les sommes associées à la suspension de la production à la centrale de Bécancour depuis 2008 sont colossales et ni TCE ni le Producteur n'ont eu intérêt à négocier avec le Distributeur pour atténuer le fardeau financier des clients du Distributeur à moins d'en tirer profit, comme ce fut vraisemblablement le cas avec l'entente de 2014 avec TCE.

UC déduit donc que l'entente proposée avec TCE dans le cadre de ce dossier n'est pas un geste altruiste de la part du fournisseur. Cette entente doit être lui être rentable. Il en est de

⁸ D-2012-118, page 17.

⁹ D-2013-129, page 10.

¹⁰ D-2014-086, page 7.

même de l'entente de principe avec Gaz Métro GNL. La question reste cependant à savoir si ces ententes sont profitables, justes et équitables pour les clients du Distributeur.

UC précise finalement que dans sa décision D-2015-100 du 26 juin 2015, la Régie indiquait

[15] Par ailleurs, la Régie demande au Distributeur de déposer les contrats finaux dès qu'ils seront disponibles. Elle constate, à cet égard, que les contrats devraient déjà être signés par les parties.

[16] Également, la Régie demande au Distributeur de déposer, dès que disponible, la version française de la pièce B-0006, tel que prévu à l'article 25 b) de cette dernière.¹¹

Au moment de rédiger le présent document, le Distributeur n'avait pas encore répondu à la demande de la Régie, mais précisé que la date limite pour la signature de la version définitive de l'entente proposée avec TCE avait été reportée au 30 juillet 2015¹². Les intervenants se retrouvent donc dans la position délicate d'analyser et de faire des recommandations sur des propositions d'entente non définitives, ce qui pourrait causer préjudice aux clients du Distributeur qui ultimement assumeront le coût des ententes avec TCE et Gaz Métro GNL.

2 Entente proposée avec TCE

2.1 Absence de scénario alternatif

L'entente proposée avec TCE répond essentiellement à la demande formulée par la Régie dans sa décision D-2010-109.

[42] La Régie réitère néanmoins qu'elle s'attend à ce que le Distributeur réévalue annuellement, avant de demander à la Régie de suspendre la production d'électricité de la centrale de Bécancour, les avantages et les coûts d'autres avenues, telle la cession de tout ou partie du contrat à des tiers de gré à gré ou par appel d'offres ou l'opération sporadique en hiver de la centrale de TCE.

Dans une demande de renseignement, EBM invite le Distributeur à présenter l'évaluation économique de chacune des avenues soulevées par la Régie dans sa décision D-2010-109. Le Distributeur répond ainsi :

Compte tenu de la croissance attendue des besoins en puissance, « la cession de tout ou partie du contrat » n'est pas une avenue envisageable pour le Distributeur. D'une part, sans la contribution de la centrale de TCE, le Distributeur devrait procéder à un nouvel appel d'offres pour l'acquisition de puissance (voir la réponse à la question 3.1). D'autre part, les coûts pour l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe représentent la moitié de celui de nouveaux équipements de production et des projets retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01 (voir la réponse à la question 5.7 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1).¹³

¹¹ A-0004, page 6.

¹² HQD-2, document 5, page 4.

¹³ *Ibid.*, page 6.

UC laisse à la Régie le soin d'apprécier si le Distributeur a réellement et suffisamment évalué d'autres options. UC soutient que le Distributeur aurait pu, à l'instar de ce qu'il avait l'habitude de faire lors des demandes de suspension de la centrale¹⁴, démontrer que l'entente proposée est avantageuse par rapport à un scénario alternatif qui aurait pu inclure, par exemple, une revente totale ou partielle de la puissance sur les marchés en dehors de ses périodes de pointe.

En revanche, UC est d'avis que l'entente proposée avec TCE répond aux attentes de la Régie énoncées dans sa décision D-2011-162¹⁵.

2.2 Besoins en puissance

La proposition du Distributeur d'avoir recours à la centrale TCE en période de pointe à partir de l'hiver 2016 répond à des besoins en puissance croissants comme l'indique le Tableau 1.

Tableau 1
Bilan en puissance (juin 2015)¹⁶

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe (Révision de Juin 2015)	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 752	4 096	4 314	4 354	4 389	4 410	4 446	4 482
– Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
– Approvisionnements post-patrimoniaux	3 807	4 179	4 237	4 767	5 067	5 092	5 192	5 192
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme	1 397	1 679	1 987	1 992	1 992	1 992	1 992	1 992
• Gestion de la demande en puissance	1 060	1 350	1 350	1 375	1 425	1 450	1 450	1 450
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
• Transactions CT signées	500	300	50					
• Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)				500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise	550	950	1 400	1 300	1 350	1 500	1 750	2 150
– TransCanada Energy		325	570	570	570	570	570	570
= Puissance additionnelle requise ajustée	550	950	1 400	800	850	1 000	1 250	1 650

Pour combler les besoins additionnels (« Puissance additionnelle requise »), le Distributeur peut compter sur une contribution possible de 1 500 MW des marchés de court terme¹⁷, bien qu'il pourrait réviser à la baisse cette contribution.

Par ailleurs, aucun fait nouveau ne permet au Distributeur d'escompter des capacités additionnelles en provenance des marchés de court terme. Au contraire, compte tenu du fait que le Distributeur vient d'octroyer 500 MW à Hydro-Québec Production dans le cadre de l'AO 2015-01, un examen de la contribution attendue des marchés de court terme pourrait plutôt l'amener à la revoir à la baisse. En effet, la contribution attendue de 1 500 MW des marchés de court terme est constituée de la capacité des interconnexions en mode import avec l'État de New York (1 100 MW) et d'une contribution de 400 MW des autres marchés, incluant le Québec.¹⁸

¹⁴ Voir par exemple, D-2010-109, page 6.

¹⁵ Voir la section 1.1.

¹⁶ HQD-2, document 1, page 5.

¹⁷ R-3864-2013, A-0062, page 22.

¹⁸ HQD-2, document 1, page 4.

En supposant le maintien de la contribution des marchés de court terme à 1 500 MW, des besoins en puissance apparaissent probables à partir de 2021-2022. Étant donné toutefois les aléas de la prévision, seuls l'ampleur des besoins et le moment à partir duquel ils se manifestent pourraient être discutés.

Rappelons en effet que le Distributeur justifiait le récent appel d'offres en puissance A/O 2015-01, par une hausse des besoins en puissance :

Une mise à jour des besoins et du bilan a été déposée dans les audiences sur le Plan d'approvisionnement 2014-2023 :

- *Hausse de la prévision des ventes au secteur Industriel Grandes entreprises : jusqu'à +350 MW de besoins en pointe sur l'horizon du Plan;*
- *Mise à jour des conditions climatiques normale à la pointe : hausse d'environ 130 MW.*¹⁹
(nos soulignés)

Le Distributeur indiquait

*Évidemment, ce qu'on vise, c'est une quantité de mille mégawatts (1 000 MW) puisque les quantités qui sont identifiées sont présentes de façon importante dès deux mille dix-huit — deux mille dix-neuf (2018-2019). Et elles sont, ces quantités-là sont en croissance à partir de cette année-là. Donc, c'est un besoin qui est structurel, qui est permanent et qui est là pour rester.*²⁰ (notre souligné)

La Régie, dans sa décision D-2014-205 basée sur le bilan repris en annexe 1, ramenait de 1 000 à 500 MW la puissance à acquérir par l'appel d'offres A/O 2015-01.

[224] Dans ce contexte, la Régie est d'avis, à l'instar de certains intervenants, que le Distributeur devrait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource à la hauteur de 1 000 MW en puissance pour une durée de 20 ans. La Régie considère qu'un appel d'offres en puissance de 1 000 MW n'est pas justifié pour l'instant. Elle est d'avis qu'une quantité de 500 MW est suffisante.

Or dans le présent dossier, à peine quelques mois plus tard, en réponse à une demande de renseignement de la Régie, le Distributeur révisé maintenant à la baisse sa prévision.

*À la lumière de la mise à jour de la prévision de la demande, les besoins en puissance sont en baisse de 400 à 500 MW à compter de l'hiver 2020-2021, ce qui permet de réduire le niveau de la puissance additionnelle requise et de reporter le lancement d'un appel d'offres de puissance d'environ une année, sans toutefois remettre en question le besoin de l'entente avec TCE.*²¹ (notre souligné)

La diminution de la demande en puissance n'est pas sans rappeler les années 2002 et suivantes, alors que le Distributeur, à peine étaient signés les contrats avec le Producteur et TCE²², cherchait à les suspendre.

¹⁹ R-3864-2013, HQD-8, document 1, page 2.

²⁰ R-3864-2013, A-0062, page 24.

²¹ HQD-2, document 1, page 6.

²² Voir page 4.

Malgré la versatilité de la prévision de la demande en puissance du Distributeur, l'accroissement de la demande en hiver pour des usages de chauffe est une donnée immuable. En revanche, de nombreuses incertitudes entourent la prévision de la demande industrielle, plus sensible au contexte économique. La récession qui touche l'économie canadienne, d'abord prévue puis confirmée à demi-mot²³, aura vraisemblablement un impact sur la demande. En outre, le secteur manufacturier québécois ne semble plus réagir aux variations du taux de change qui pourraient lui être profitables.

Depuis 2004, il y a eu une perte nette de 212 000 emplois manufacturiers en Ontario et de 97 000 au Québec, selon le document.

« Les industries très sensibles aux fluctuations du taux de change ont rétréci, alors qu'une baisse significative du nombre d'entreprises semble indiquer une diminution permanente de la capacité de production », ajoute-t-il dans le document de 18 pages, dont certains passages ont été censurés.

En outre, les fabricants continuent de « sous-investir dans leur stock de machineries et d'équipements, ce qui menace la croissance future de la productivité ». La chute du dollar n'est pas de nature à aider », poursuit l'analyse.²⁴

La relation atypique constatée à l'heure actuelle entre le taux de change et l'activité industrielle est préoccupante compte tenu de la place qu'occupe la variable « taux de change » dans la prévision des besoins du Distributeur.

Au secteur Industriel, le Distributeur fait le suivi des relations entre les ventes et les variables économiques propres à chacun des principaux secteurs (présentées au tableau 2E-1), soit les pâtes et papiers, les mines, le pétrole et la chimie, la sidérurgie, fonte et affinage ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles. Le suivi de ces relations à l'aide de modèles économétriques permet au Distributeur d'intégrer spécifiquement les informations économiques comme les différentes composantes du PIB, le prix de certaines matières premières et le taux de change en plus d'en tenir compte implicitement dans l'environnement économique prévu.²⁵ (notre souligné)

Autrement dit, le contexte économique appelle d'abord à la prudence : le bilan du Distributeur, présenté au Tableau 1, pourrait être moins déficitaire qu'anticipé. Toutefois, comme cela sera démontré, puisque les prix obtenus pour la puissance rendue disponible sont très avantageux, le risque pour le Distributeur de se retrouver une fois de plus avec un nouvel approvisionnement inutile et coûteux diminue grandement. **A priori, ceci milite en faveur de l'approbation, par la Régie, de l'entente proposée avec TCE.**

²³ <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/economie/2015/07/15/001-taux-emprunt-directeur-banque-canada-inflation-dollar-baisse.shtml>

²⁴ <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/Economie/2015/07/14/004-industrie-manufacturiere-canada-rapport-pessimiste.shtml>

²⁵ R-3864-2013, HQD-1, document 2, annexe 2E, page 62.

3 Entente de principe avec Gaz Métro GNL

L'entente proposée avec TCE prévoit que le Distributeur est responsable de l'approvisionnement en gaz naturel de la centrale de Bécancour. À cet effet, il a conclu une entente de principe avec Gaz Métro GNL afin d'assurer un approvisionnement fiable et économique en gaz naturel, à travers une unité d'entreposage de GNL, pour une durée de 18 ans à compter du 1^{er} décembre 2018.

Comme précisé dans une réponse à une demande de renseignement,

[L]e Distributeur ne demande pas l'approbation de l'entente avec Gaz Métro, mais soumet celle-ci en preuve puisqu'elle constitue une composante importante du projet d'utilisation en pointe de la centrale de TCE.²⁶

Le Distributeur semble donc d'avis que l'entente de principe avec Gaz Métro GNL ne constitue pas un contrat d'approvisionnement au sens de l'article 74.1 de la Loi sur la Régie²⁷ et ne doit pas en ce sens être approuvé par la Régie.

UC comprend toutefois que la Régie devra, lorsque le Distributeur demandera de faire reconnaître ses revenus requis dans le cadre des futures demandes tarifaires et en vertu de l'article 52.3 de la Loi sur la Régie, déterminer si la dépense annuelle associée aux approvisionnements en GNL auprès de Gaz Métro GNL selon l'entente de principe présentée dans ce dossier, est nécessaire et permet des tarifs d'électricité justes et raisonnables, c'est-à-dire que les achats de GNL ont été réalisés au meilleur coût possible.

UC est d'avis que la Régie peut et doit statuer dès maintenant sur certains volets de cet enjeu en indiquant dans sa décision de quelle façon le Distributeur devra justifier ses dépenses à venir pour le GNL acquis auprès de Gaz Métro GNL.

3.1 Caractère nécessaire de l'entente de principe

Par nécessaire, on entend :

- Dont la présence ou l'action rend seule possible une fin, un effet
- Dont on ne peut se passer
- Qui est très utile ou obligatoire, indispensable, qui doit être fait, qui s'impose
- Qui se produit inmanquablement dans une suite d'événements logique
- En logique, qui ne peut pas ne pas être.²⁸

La question est donc de savoir si les arrangements avec Gaz Métro GNL sont les seuls possibles ou si l'entente proposée avec TCE, qui fait l'objet de ce dossier, n'est possible que si et seulement si l'entente de principe avec Gaz Métro GNL lui est greffée. Autrement dit, avant de reconnaître les coûts associés à une entente d'approvisionnement de GNL avec Gaz Métro GNL, la Régie devrait d'abord décider si un approvisionnement réalisé en vertu de l'entente de principe présentée était la seule option envisageable.

²⁶ B-0023, page 3.

²⁷ HQD-2, document 6, page 9.

²⁸ <http://www.larousse.fr/dictionnaires/francais/n%C3%A9cessaire/54005>

UC rappelle que dès sa demande d'intervention dans le présent dossier, elle s'était montrée préoccupée par cet enjeu.

Or, UC s'interroge sur la logistique présentée, compte tenu du projet de liquéfaction de gaz naturel de Stolt LNGaz Inc. dans le parc industriel de Bécancour dont le rapport du BAPE est attendu. Ce projet comprend la construction et l'exploitation d'une usine de liquéfaction de gaz naturel pour produire du GNL. L'usine sera composée de deux unités de liquéfaction et dotée d'installations de stockage de 50 000 m³, de chargement et de transport du GNL. L'usine de liquéfaction nécessitera un approvisionnement en gaz naturel de 1 330 Mm³ standards par année provenant du réseau de distribution de Gaz Métro.²⁹ (note de bas de page omise)

UC a d'ailleurs interrogé le Distributeur à ce sujet³⁰, la teneur de ses questions reflétant ses préoccupations quant à la signature d'un contrat de long terme, sans appel d'offre, dont la valeur pourrait dépasser grandement les 45 M\$³¹.

Cette préoccupation a d'ailleurs été partagée par d'autres intervenants au dossier, dont SE-AQLPA et la FCEI, par exemple dans la demande de renseignement suivante :

Question 17 a)

Est-ce qu'il existe des fournisseurs de GNL, autre que Gaz Métro, qui ont la capacité de fournir la quantité de gaz liquéfié et vaporisée requise?

Réponse

L'usine LSR de Gaz Métro est la seule installation de liquéfaction de gaz naturel présentement en service au Québec. Aucun autre fournisseur au Québec ne peut garantir des livraisons de GNL en 2018.³²

Le Distributeur réitère d'ailleurs plus tard, que le projet de Gaz Métro GNL est le seul à offrir des garanties quant au respect des délais.³³ Or, il appert que le Distributeur n'a d'aucune façon fait cette démonstration et, plus encore, n'est même pas assuré que Gaz Métro GNL pourra construire son réservoir de GNL.

Chacune des ententes prévoit des clauses de résiliation si l'autre devait prendre fin. Par exemple, si Gaz Métro ne peut obtenir les permis nécessaires à la construction et l'exploitation du réservoir de GNL ou si le Distributeur n'est pas satisfait du résultat des négociations avec les fournisseurs de Gaz Métro selon les modalités prévues, l'Entente avec TCE prendra fin.³⁴ (notre souligné)

UC rappelle que l'usine Stolt LNGaz Inc a été jugée acceptable en juin dernier par le BAPE³⁵ après un processus de consultation qui a débuté en janvier 2015 et un autre projet de production de GNL vient d'être annoncé³⁶.

²⁹ C-UC-0002, page 6.

³⁰ HQD-2, document 9, page 10.

³¹ <http://tvanouvelles.ca/lcn/economie/archives/2015/06/20150623-144029.html>

³² HQD-2, document 8, page 21.

³³ B-0023, page 4.

³⁴ HQD-1, document 1, page 11.

³⁵ Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, Projet de construction d'une installation de liquéfaction de gaz naturel à Bécancour, Rapport d'enquête et d'audience publique, juin 2015

Finalement, UC s'interroge sur le fait que le Distributeur et Gaz Métro GNL partagent le même actionnaire et pourraient poursuivre des objectifs qui lui sont propres au détriment des clients du Distributeur.

4.5 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que l'actionnaire du Distributeur possède une participation financière dans l'une des parties prenantes au projet.

Réponse

Investissement Québec, par l'intermédiaire d'une filiale, est l'un des deux commanditaires de Gaz Métro GNL S.E.C.³⁷

Somme toute, le Distributeur n'a pas démontré que l'entente de principe avec Gaz Métro GNL est nécessaire et qu'il s'agit de la seule option possible d'approvisionnement en GNL.

3.2 Coût de l'entente de principe

La confidentialité qui entoure l'entente de principe avec Gaz Métro GNL ne permet pas d'en apprécier le caractère juste et raisonnable. En revanche, l'absence d'appel d'offres pour un contrat dont la valeur s'élève à plusieurs millions de dollars sur 20 ans fait sourciller. Pour nous rassurer, le Distributeur indique que la construction des installations d'entreposage et de vaporisation fera l'objet d'un appel d'offres.³⁸

UC soutient que cette assurance est insuffisante puisque, *a priori*, il n'a pas été démontré que la construction des installations d'entreposage et de vaporisation était nécessaire tout comme il n'a pas été démontré, même sur une base théorique, quels auraient pu être les coûts associés à une entente avec un autre fournisseur potentiel³⁹ (entente dont les paramètres auraient pu être différents).

En outre, l'article 4 de l'entente de principe avec Gaz Métro GNL⁴⁰ indique

4. **Autres fournisseurs de GNL.** Le Fournisseur pourra, si disponible et économiquement avantageux pour lui, proposer à l'Acheteur de fournir le GNL requis par TCE à partir d'une usine de liquéfaction autre que l'Usine LSR et l'Acheteur pourra accepter ou non cette proposition. Dans ce cas, l'Entente définitive reflètera le partage des bénéfices générés, le cas échéant.

UC comprend que si un autre fournisseur peut offrir le GNL à moindre coût, la « réduction de coût » sera partagée entre le Distributeur et Gaz Métro GNL. Il s'agit peut-être d'une clause standard d'un contrat d'approvisionnement gazier. En revanche, dans le contexte actuel où les parties prenantes, relevant du même actionnaire, ont négocié de gré à gré un contrat dont les modalités financières nous demeurent inconnues, cette clause semble peu équitable pour les payeurs ultimes qui devront partager avec Gaz Métro GNL les gains associés à des options d'approvisionnements plus concurrentielles.

³⁶ <http://www.newswire.ca/fr/story/1567961/le-corridor-regional-du-saguenay-lac-saint-jean-le-tout-premier-reseau-de-gaz-naturel-liquefie-renouvelable-alimente-a-partir-d-usines-de-petite-capac>

³⁷ HQD-2, document 6, page 9.

³⁸ HQD-2, document 8, page 22.

³⁹ Par exemple, l'usine Stolt LNGaz Inc.

⁴⁰ B-0007.

UC recommande donc à la Régie de déterminer dès maintenant si les coûts de l'entente de principe avec Gaz Métro GNL seront reconnus ultérieurement. Subsidiatement, UC demande à la Régie d'indiquer dès maintenant au Distributeur quelle preuve elle exigera de sa part, lorsqu'il s'agira de reconnaître l'inclusion des coûts d'approvisionnement auprès de Gaz Métro GNL dans les revenus requis à venir, pour lui démontrer que l'entente de principe avec Gaz Métro GNL était et demeure la solution optimale pour alimenter la centrale de Bécancour.

4 Coût fixe des ententes

Compte tenu de l'ordonnance de traitement confidentiel demandée par le Distributeur⁴¹, la preuve du Distributeur à l'égard des coûts de l'entente proposée avec TCE et de l'entente de principe avec Gaz Métro GNL reste tenue pour les intervenants.

Les montants mensuels fixes qui seront versés à TCE jusqu'en 2036 comprennent les coûts de mise à niveau de la centrale de Bécancour de manière à pouvoir l'opérer au maximum de sa capacité en période de pointe incluant 100 heures de production en périodes de pointe hivernales.⁴²

Les montants mensuels fixes qui seront versés à Gaz Métro GNL comprennent les frais d'amortissement, sur 18 ans, des équipements de stockage et de vaporisation du GNL, frais dont le niveau sera confirmé au cours des prochains mois.⁴³

Le coût total du projet pour la portion fixe est évalué à 51 \$/kW-an (annuité croissante). Ce coût est beaucoup plus faible que le coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe, que le Distributeur évalue et entre 90 \$/kW-an et 120 \$/kW-an pour une centrale dédiée entièrement à ses besoins⁴⁴, et plus faible également ainsi le prix moyen obtenu de l'A/O 2015-01, soit 106 \$/kW-an⁴⁵.

UC convient que le coût fixe 51 \$/kW-an (annuité croissante), qui inclut les coûts fixes de l'entente proposée avec TCE et de l'entente de principe avec Gaz Métro GNL, est avantageux lorsque comparé au coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour répondre aux besoins de pointe en période d'hiver et justifie à lui seul l'approbation de l'entente proposée avec TCE.

Cela étant dit, rien ne rassura UC du caractère raisonnable de ce prix. Avec une entente de principe conclue avec Gaz Métro GNL à la suite d'une négociation de gré à gré et une entente proposée avec TCE qui, vraisemblablement, cherchait à maximiser ses profits dans une situation de négociation avantageuse, il est plausible que le prix de à 51 \$/kW-an (annuité croissante) soit déraisonnable par rapport aux coûts réellement engagés par les contreparties. En fait, puisque tout prix sur lequel on se serait entendus — dans la mesure où il aurait été significativement inférieur à 90 \$/kW-an, 106 \$/kW ou 120 \$/kW-an — aurait été intéressant du

⁴¹ B-0002, paragraphes 20 à 23.

⁴² HQD-1, document 1, page 8.

⁴³ *Ibid.*, page 9

⁴⁴ *Ibid.*, page 10.

⁴⁵ HQD-2, document 2, page 12. Voir également <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/813/appel-doffres-pour-lachat-dune-puissance-garantie-de-500-mw-et-lenergie-associee-hydro-quebec-distribution-retient-3-soumissions-totalisant-500-mw/>

point de vue des clients du Distributeur, TCE et Gaz Métro GNL disposaient d'une marge de manœuvre confortable pour négocier avec le Distributeur et rien ne nous indique qu'elles n'en ont pas tiré profit.

Autrement dit, bien qu'avantageux par rapport à un prix de marché, rien ne garantit que le coût fixe de 51 \$/kW-an (annuité croissante) des ententes est le meilleur coût possible. Ce coût intègre vraisemblablement une composante « rendement sur capital » pour TCE et Gaz Métro GNL que seule la Régie est en mesure d'estimer. En outre, faut-il le rappeler, le Distributeur assume déjà et continuera d'assumer jusqu'en 2026, compte tenu de l'entente de suspension en cours⁴⁶, d'importants frais fixes de puissance de la centrale de TCE.

5 Cession des droits et obligations au Producteur

L'entente proposée avec TCE prendra fin en 2036, soit au-delà de 2026, date de la fin du contrat d'approvisionnement initial.

On comprend que le Distributeur demande à la Régie d'approuver implicitement, pour des besoins au-delà de 2026, les termes d'un contrat d'approvisionnement qui n'ont pas fait l'objet d'un appel d'offres approuvé par la Régie en vertu de l'article 74.1 de la Loi sur la Régie.

À moins qu'un décret du gouvernement ne vienne cautionner d'une manière ou d'une autre une dérogation à l'article 74.1, la Régie ne peut approuver l'entente proposée avec TCE que pour la période associée au contrat signé en 2006. C'est la raison pour laquelle le Distributeur a prévu une alternative.

Dans l'éventualité où la Régie jugeait ne pas pouvoir approuver la durée de 20 ans proposée pour l'Entente, mais déterminait une période se terminant à l'expiration du Contrat, soit en 2026, alors les droits et obligations du Distributeur en vertu de l'Entente avec TCE et de l'Entente avec Gaz Métro pour la période débutant le 17 septembre 2026 et se terminant le 30 novembre 2036 seraient attribués à la division Hydro-Québec Production, sans en affecter les avantages économiques.⁴⁷

UC tient à le rappeler : à aucun moment depuis 2008, dans le cadre des ententes de suspension avec TCE, le Producteur n'a eu intérêt à négocier avec le Distributeur pour atténuer le fardeau financier de ses clients. En revanche, dans le cadre du présent dossier, le Producteur accepte par une lettre d'intention signée le 28 mai dernier⁴⁸, les droits et obligations de l'entente proposée avec TCE au-delà de 2026.

Comme l'indique le Distributeur, cette lettre témoigne de la grande valeur de l'entente proposée avec TCE en contribuant favorablement au bilan en puissance d'Hydro-Québec et à la fiabilité de la zone de contrôle du Québec.⁴⁹

UC est d'avis qu'il serait injuste et inéquitable pour les clients du Distributeur de voir ainsi filer vers le Producteur un tel avantage financier. UC est également d'avis que tout doit être mis en œuvre pour que le désastre financier associé à la centrale TCE depuis 2008, et qui se

⁴⁶ D-2014-086.

⁴⁷ HQD-1, document 1, page 11.

⁴⁸ HQD-2, document 1, annexe A.

⁴⁹ *Ibid.*, page 12

poursuivra jusqu'à l'expiration du contrat en 2026, soit atténué au maximum. C'est la raison pour laquelle UC a questionné le Distributeur sur la possibilité que le Producteur s'engage, lors d'un appel d'offres de puissance du Distributeur qui couvrirait des besoins au-delà de 2026, à soumettre, au prix d'acquisition, la puissance associée à l'entente proposée avec TCE.

Question 2.1

Veillez confirmer que dans l'éventualité où la Régie jugeait ne pas pouvoir approuver la durée de 20 ans proposée pour l'Entente, mais déterminait une période se terminant à l'expiration du Contrat, soit en 2026, la puissance associée à l'entente serait offerte par le Producteur au prix d'acquisition (pass on) lors d'un futur appel d'offres en puissance du Distributeur pour des besoins au-delà de 2026.

Réponse

Le Distributeur ne peut présumer de la stratégie du Producteur.

Voir également la réponse à la question 2-f de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-2, document 8.⁵⁰

La réponse laconique du Distributeur a de quoi surprendre. La seule « concession » que le Distributeur a pu obtenir du Producteur à l'égard de l'entente proposée avec TCE est qu'il en accepte les droits et obligations.

UC soutient que cette position est inacceptable et demande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il négocie avec le Producteur un protocole de « retour » de la puissance associée à l'entente proposée avec TCE dans le cadre d'un appel d'offres en puissance si des besoins en puissance s'avèrent.

D'autre part, UC invite la Régie à explorer la possibilité que le Distributeur, pour la période allant de 2026 à 2036, puisse revendre sur les marchés, à sa juste valeur marchande, la puissance de la centrale de Bécancour.

⁵⁰ HQD-2, document 9, page 4.

Annexe : Bilan en puissance de décembre 2014

54

D-2014-205, R-3864-2013, 2014 12 08

Tableau 9
Bilan en puissance modifié

En MW	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe – mai 2014	37 892	38 137	38 406	38 658	39 016	39 415	40 066	40 406	40 710
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 611	3 742	4 005	4 181	4 220	4 274	4 444	4 451	4 504
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post-patrimoniaux	3 076	3 339	3 666	3 848	4 098	4 348	4 618	4 668	4 668
▪ TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
▪ HQP – Base et cyclable	600	600	600	600	800	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Autres contrats de long terme ⁽¹⁾	1 226	1 489	1 616	1 748	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
• Biomasse (incluant Tembec)	234	326	366	376	376	376	376	376	376
• Éolien (4000 MW) ⁽¹⁾	928	1 098	1 186	1 308	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
• Petite hydraulique : 150 MW	64	64	64	64	64	64	64	64	64
▪ Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 350	1 550	1 600	1 600
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	300	300	300	300	450	450	450
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	50	100	150	200	250	300	300
▪ Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise – mai 2014	990	1 100	1 300	1 550	1 700	1 900	2 450	2 750	3 100
• A/O 2014-01	750	500	300	50					
=Puissance additionnelle requise - demande HDQ	235	600	1 000	1 500	1 700	1 900	2 450	2 750	2 100
Contribution des marchés de court terme	235	600	1 000	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	0	0	0	0	200	400	950	1250	1600
Puissance potentielle non comptabilisée									
• Trans Canada Energy					300	300	300	300	300
• Électricité interruptible à 1000MW	150	150	150	150	150	150	150	150	150

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

Sources : Pièce B-0005, p. 28; pièce B-0085, p.2 et pièce B-0095, p. 7.