

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

DOSSIER R-3925-2015

**Demande relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE) de Bécancour
en périodes de pointe**

Mémoire de l'ACEF de Québec

Préparé par :

Co Pham, Ph.D., ing.

Consultant en énergie

27 juillet 2015

1. Introduction

Le 6 mai 2015, le Distributeur soumet à la Régie une demande qui se résume comme suit dans l'*Avis aux personnes intéressées*¹:

« Objet de la demande

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver le protocole d'entente (le Protocole d'entente) intervenu le 30 avril 2015 entre le Distributeur et TCE visant l'utilisation de la centrale de Bécancour (la Centrale) en période de pointe et l'entente finale à intervenir avec TCE. Le Protocole d'entente est d'une durée de 20 ans à compter du 1er juin 2016 et a pour but d'équilibrer le bilan des besoins en puissance en hiver.

Par ailleurs, le Protocole d'entente prévoit que le Distributeur est responsable de la fourniture en gaz naturel de la Centrale et qu'à cet égard, une entente de principe a été conclue avec Gaz Métro afin d'obtenir un approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL).

La demande est soumise en vertu des articles 31(5o) et 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la Loi). Le Distributeur propose qu'elle soit traitée par voie de consultation. »²

Outre sa demande à la Régie d'approuver le Protocole d'entente³, le Distributeur demande aussi à la Régie de donner suite à une disposition du Protocole d'entente en le dispensant de faire approuver annuellement la suspension temporaire de la centrale de TCE (livraison en base)⁴.

Le 9 juin 2015, l'ACEF de Québec soumet à la Régie sa demande d'intervention dans laquelle elle se propose essentiellement de traiter des besoins en puissance du Distributeur et des coûts en relation avec les objectifs de l'entente entre Hydro-Québec et TransCanada Energy (l'Entente)⁵.

Le 26 juin 2015, par sa décision D-2015-100, la Régie reconnaît l'ACEF de Québec comme intervenante dans le présent dossier.

¹ Dossier R-3925-2015, pièce A-0003.

² Pièce A-0003.

³ L'article 12 du Protocole d'entente entre Hydro-Québec et TransCanada Energy Ltd (Version du 6 mai 2015), pièce B-0006.

⁴ Pièce B-0002, p. 3, par. 18.

⁵ Pièce B-0005 et B-0006.

Suite à cette reconnaissance, l'ACEF de Québec a soumis au Distributeur sa demande de renseignements no 1.

Le présent mémoire présente nos observations suite à nos analyses de la preuve du Distributeur incluant ses réponses aux demandes de renseignements de la Régie et de l'ensemble des intervenants (versions publiques caviardées).

Ces analyses ont pour but d'éclairer la Régie sur les deux enjeux soulevés dans notre demande d'intervention, soit la correspondance entre les besoins en puissance du Distributeur et les caractéristiques de l'Entente, ainsi que ses coûts et ses risques. Nous formulons également une recommandation à la Régie à l'égard de la demande de dispense du Distributeur mentionnée précédemment.

2. Les besoins en puissance

L'Entente propose l'acquisition par le Distributeur auprès de TCE d'une puissance de 570 MW pour satisfaire les besoins du Distributeur en périodes de pointe en hiver sur une période de 20 ans. Il serait donc pertinent de voir comment cette puissance contribue aux besoins en puissance du Distributeur. Pour ce faire, il serait utile d'examiner son bilan en puissance.⁶

À la pièce B-0005 (p. 5), le Distributeur présente son bilan en puissance daté de 2014 [*État d'avancement 2014*] pour appuyer sa demande d'approbation de l'Entente. Ce bilan est reproduit ci-dessous.

Il y invoque que la capacité des moyens d'approvisionnement actuels donc il dispose est insuffisante :

« Les ententes ont pour objectif de permettre le fonctionnement de la Centrale durant l'équivalent d'une centaine d'heures par année pendant les périodes de grand froid au cours desquelles la capacité des moyens actuels dont dispose le Distributeur est insuffisante. »⁷

⁶ Généralement parlant, le terme « puissance » réfère à de l'électricité pour de courtes périodes, par opposition à « l'énergie ». À titre d'exemple, le contrat initial en livraisons en base avec TCE prévoyait un fonctionnement à l'année longue de sa centrale à Bécancour, alors que ce dossier traite de l'électricité pour de courtes périodes.

Selon l'Entente, de nouveaux équipements et instruments seront ajoutés à la centrale de TCE à Bécancour pour que la Centrale puisse livrer de la « puissance » aux moments choisis par le Distributeur.

Compte tenu des surplus importants en énergie du Distributeur, il n'est pas nécessaire d'examiner son bilan en énergie dans le présent dossier.

⁷ Pièce B-0005, p. 6.

Tableau 1

Tableau 1 :
Bilan en puissance
(selon l'État d'avancement 2014)

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe (État d'avancement 2014)	38 280	38 575	38 855	39 192	39 591	40 052	40 396	40 713
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 775	4 104	4 323	4 360	4 405	4 546	4 584	4 620
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post-patrimoniaux	4 014	4 168	4 257	4 457	4 507	4 752	4 752	4 752
• HQP - Base et cyclable	700	700	800	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme	1 489	1 643	1 832	1 832	1 832	1 902	1 902	1 902
• Gestion de la demande en puissance	1 075	1 275	1 325	1 375	1 425	1 600	1 600	1 600
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
• Transactions CT signées	500	300	50					
= Puissance additionnelle requise	600	1 050	1 500	1 650	2 050	2 400	2 800	3 150
- TransCanada Energy		325	570	570	570	570	570	570
- Appel d'offres de long terme (en cours)				500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise ajustée	600	1 050	1 500	650	1 050	1 400	1 800	2 150

Les besoins en puissance ainsi que la capacité de certains moyens d'approvisionnement actuels soumis initialement par le Distributeur (tableau 1) n'étaient pas à jour.

Suite aux demandes de renseignements de la Régie, de l'ACEF de Québec et de certains autres intervenants, le Distributeur a mis à jour son bilan en puissance. Ce dernier est reproduit au tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2

TABLEAU R-2.1
BILAN EN PUISSANCE
(MISE À JOUR)

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

En comparant les deux bilans, nous notons une baisse significative des besoins prévus pour les dernières années des bilans (425 MW en 2022-2023) et de la réserve requise pour assurer la fiabilité en puissance du service (138 MW) [voir tableau 3 ci-dessous].

À l'horizon du Plan d'approvisionnement 2014-2023 [Plan], soit l'hiver 2022-2023, la baisse totale des besoins et de la réserve requise s'élève à **563 MW**, ce qui se compare à la capacité de la centrale de TCE (570 MW).

Tableau 3

Écarts (Bilan mis à jour moins Bilan soumis initialement)								
	2015-	2016-	2017-	2018-	2019-	2020-	2021-	2022-
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins à la pointe	-231	-77	-81	-61	-144	-412	-434	-425
Réserve	-23	-8	-9	-6	-16	-136	-138	-138
Total Besoins et Réserve	-254	-85	-90	-67	-160	-548	-572	-563
Gestion de la demande en puissance	-15	75	25	0	0	-150	-150	-150

Les données mentionnées ci-haut proviennent du Distributeur.

Ce dernier a également admis cette baisse relativement importante des besoins :

« 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. »⁸

Dans sa mise à jour, le Distributeur a aussi révisé à la baisse les contributions des moyens de *gestion de la demande en puissance* (150 MW) (voir la dernière ligne du tableau 3).

À l'égard de l'électricité interruptible – une composante des moyens de gestion de la demande du Distributeur -, ce dernier mentionne :

« Compte tenu de l'évolution de la charge industrielle au Québec, il est prudent, à des fins de planification, de **maintenir** un niveau attendu de **1 150 MW pour l'électricité interruptible** »⁹ (nos soulignés)

Si la Régie le juge opportun, elle peut demander au Distributeur de justifier de façon plus élaborée cette révision à la baisse des moyens de *gestion de la demande*, car elle a des impacts significatifs sur la quantité de *puissance additionnelle requise*¹⁰, un paramètre important à considérer dans l'appréciation de l'Entente¹¹. [Dans la décision D-2015-100 (p. 8), la Régie précise que l'audience porte sur les argumentations uniquement; nous comprenons donc qu'il ne sera pas possible pour les intervenants de contre-interroger les témoins du Distributeur].

⁸ Pièce HQD-2, document 1, page 6 (Réponse du Distributeur à la question 3.1 de la Régie).

⁹ Pièce HQD-2, document 1, p. 5, réponse du Distributeur à la question 2.1 de la Régie.

¹⁰ La « *puissance additionnelle requise* » représente la quantité de puissance requise - en sus de celle des contrats d'approvisionnement existants ou approuvés – pour permettre au Distributeur de satisfaire les besoins en puissance de sa clientèle conformément au critère de fiabilité en puissance fixé par la Régie.

¹¹ Dans le tableau 9 de la décision D-2014-205, la Régie a retenu 850 MW d'électricité interruptible et 450 MW d'interruptible avec Alouette pour un total de **1 300 MW** à l'horizon de 2022-2023 (voir l'annexe 1).

Tel que le montre le bilan mis à jour par le Distributeur (tableau 2), la puissance additionnelle requise – sans compter la contribution potentielle de la centrale de TCE- est inférieure ou égale à **1 500 MW** jusqu'en **2020-2021**. Elle est évaluée par le Distributeur à 2 150 MW en 2022-2023.

Notons que les quantités de puissance additionnelle requise établies par le Distributeur ne tiennent pas compte de la possibilité que le gouvernement impose au Distributeur d'autres achats d'énergie éolienne dans les prochaines années.

La contribution moyenne de puissance de pointe des nouvelles éoliennes de 2015-2016 à 2017-2018 est de 98 MW par année [246 MW de puissance installée]¹². Au rythme de 100 MW par année, les ajouts *potentiels* d'énergie éolienne au portefeuille d'approvisionnement du Distributeur pourraient atteindre 500 MW en 2022-2023. Bien que hypothétique, cet ajout potentiel peut modifier l'équilibre de la demande en puissance et des moyens d'approvisionnement recherché par le Distributeur.

Selon nous, les quantités de *puissance additionnelle requise* pourraient être satisfaites par une combinaison de moyens d'approvisionnement avec ou sans la centrale TCE; l'important est de trouver une combinaison qui minimise les risques et les coûts du Distributeur.

Les sections suivantes discutent des coûts de l'Entente et de ceux de certaines autres options d'approvisionnement pour satisfaire les besoins de puissance en période hivernale du Distributeur.

3. Marchés de court terme

Les marchés de court terme représentent un moyen envisageable pour satisfaire les besoins de puissance en hiver du Distributeur.

Ceci a été admis par le Distributeur lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2014-2023 :

« L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins. Le Distributeur considère que, mises en commun, les

12

Contribution éolienne au bilan en puissance (MW)									
	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Contribution éolienne au bilan en puissance à 35% (D-2014-205, p. 54, tableau 9)	928	1098	1186	1308	1308	1308	1378	1378	1378
Contribution éolienne recalculée à 40%	1 061	1 255	1 355	1 495	1 495	1 495	1 575	1 575	1 575
Contribution - Augmentation annuelle		194	101	139	0	0	80	0	0
Augmentation annuelle moyenne (2015-2016 à 2017-2018)			98,3						
Puissance installée			246						

*ressources des fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur sont susceptibles d'assurer une portion de ses besoins d'approvisionnements de court terme en puissance. De plus, outre le potentiel de 1 100 MW identifié sur le marché de New York, le Distributeur considère que la mise en commun des autres marchés constitue désormais un bassin d'approvisionnements potentiels comportant les caractéristiques d'un marché **compétitif** qui lui est accessible. Par conséquent, le Distributeur ajoute une contribution des marchés de court terme de 400 MW au bilan de puissance, portant le potentiel à **1 500 MW** ».¹³ [nous soulignons]*

Notons deux éléments dans l'affirmation du Distributeur reproduite ci-haut.

Premièrement, les marchés de court terme comportent les caractéristiques d'un marché **compétitif**; et deuxièmement, le Distributeur peut compter sur une contribution des marchés de court terme à la hauteur de **1 500 MW** pour son bilan de puissance.

Le réalisme d'un potentiel de 1 500 MW des marchés de court terme se témoigne dans le bilan en puissance établi par la Régie suite à son examen du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur (décision D-2014-205, tableau 9)¹⁴. [Ce tableau, que nous trouvons particulièrement clair et utile, est reproduit intégralement à l'annexe 1 pour faciliter la consultation].

Le 15 juillet 2015, le Distributeur affirme qu'il ne modifie pas pour l'instant le niveau de 1 500 MW de la contribution attendue des marchés de court terme :

« [...] 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.

Pour ces raisons, le Distributeur ne modifie pas pour l'instant le niveau de la contribution attendue des marchés de court terme »¹⁵. (nos soulignés)

On peut donc considérer qu'il est réaliste de compter sur un potentiel de 1 500 MW des marchés de court terme pour des fins d'analyse du présent dossier.

Dans le dossier R-3864-2013, la Régie, en se basant sur la *puissance additionnelle requise* calculée par le Distributeur, a retranché **1 500 MW** de marchés de court terme pour établir la portion de puissance additionnelle qui pourraient être satisfaite par d'autres moyens (voir tableau 4 ci-dessous). Ces derniers pourraient être, entre autres, la contribution de la centrale de TCE et l'électricité interruptible additionnelle.

¹³ Dossier R-3864-2013, pièce B-0005, p. 29 [cité dans la DDR no 1 de la Régie au Distributeur, question no 1]

¹⁴ dossier R-3864-2013, tableau 9, p. 54.

¹⁵ Pièce HQD-2, document 1, p. 4 (réponse du Distributeur à la question 1.1 de la Régie) – 15 juillet 2015.

Tableau 4

=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 : dans ce tableau, la première année et la dernière année correspondent respectivement à 2014-2015 et 2022-2023.

En utilisant la puissance additionnelle requise mise à jour par le Distributeur et en supposant le recours aux mêmes quantités de contribution des marchés de court terme établies dans la décision D-2014-205, nous avons calculé la puissance additionnelle requise « restante » au tableau 5.

Ce tableau indique qu'en comptant sur 1 500 MW de marché de court terme, le Distributeur n'aurait pas besoin de puissance additionnelle jusqu'en 2020-2021; un besoin de l'ordre de 650 MW n'apparaît qu'en 2022-2023. [Nos calculs ne tiennent pas compte de la contribution potentielle de la nouvelle entente d'échange avec l'Ontario].

Tableau 5

Puissance additionnelle requise après la prise en compte des marchés de court terme (hypothèse)								
	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Puissance additionnelle requise selon le bilan mis à jour d'HDQ (en intégrant 500 MW de A/O 2015-01 mais excluant 570 MW de TCE) [pièce HQD-2, doc. 1, p. 5, tableau R-2.1]	550	950	1 400	1 300	1 350	1 500	1 750	2 150
Moins Contribution des marchés de Court terme selon le Plan d'approvisionnement 2014-2023 sans tenir compte de la nouvelle entente d'échange de capacité avec l'Ontario [D-2014-205, p. 54, tableau 9] (hypothèse)	(600)	(1 000)	(1 500)	(1 500)	(1 500)	(1 500)	(1 500)	(1 500)
Écarts	-50	-50	-100	-200	-150	0	250	650

Les achats de puissance sur les marchés de court terme et la centrale de TCE sont donc deux options à considérer pour satisfaire les besoins de puissance additionnelle du Distributeur.

4. Prix d'achat de puissance sur les marchés de court terme

Les données relatives aux prix et aux quantités de puissance acquises par le Distributeur sur les marchés de court terme de 2013 à 2015 sont présentées au tableau ci-dessous. Ces données proviennent du Distributeur, en réponse à la question 5.5 de la DDR no 1 de la Régie.

Tableau 6

5.5 Veuillez fournir, pour chacune des trois dernières périodes hivernales, la quantité de puissance acquise et le prix mensuel moyen payé par le Distributeur dans le cadre de ses appels d'offre, pour chaque mois, ainsi que le total pour la saison.

Réponse :

Le tableau R-5.5 présente l'information demandée.

TABLEAU R-5.5
APPELS D'OFFRES DU DISTRIBUTEUR POUR LES HIVERS 2013 À 2015

	2013		2014		2015	
	Quantité MW	Prix moyen \$US kW-mois	Quantité MW	Prix moyen \$US kW-mois	Quantité MW	Prix moyen \$US kW-mois
Janvier	125	2,32 \$	800	5,1 \$	750	4,6 \$
Février	125	2,17 \$	800	5,1 \$	750	4,6 \$
Mars	0	- \$	0	- \$	750	3,6 \$
Décembre	0	- \$	350	4,1 \$	n/d	n/d
Total	250	2,25 \$	1 950	4,90 \$	2 250	4,27 \$

On note qu'en hiver de 2015, le Distributeur a pu acheter sur les marchés une quantité relativement importante de puissance pour satisfaire ses besoins de court terme (750 MW). De plus, les prix mensuels sont relativement faibles (4,6 \$US/kW-mois en janvier et février 2015; 3,6 \$US/kW-mois en mars 2015).

Tout récemment, le Distributeur évalue le coût de la puissance sur les marchés de court terme à **20 \$/kW-hiver pour les prochaines années**:

« 1.2.2 Veuillez présenter l'évaluation faite par le Distributeur des prix estimés pour la puissance sur les marchés de court terme pour les prochaines années.

Réponse :

Le Distributeur évalue à environ **20 \$/kW-hiver (\$ de 2015)** le coût de la puissance qu'il devrait acquérir afin de combler des déficits à court terme, ce qui correspond à son signal de coût évité. »¹⁶. (nos soulignés)

¹⁶ pièce HQD-02, doc. 4, p. 4, réponse du Distributeur à la question 1.2.2 de l'AQCIE-CIFQ.

Au-delà des prix, notons que les achats de court terme se procurent au moment où les besoins sont plus ou moins sûrs, évitant ainsi au Distributeur d'avoir à payer des primes fixes pour les besoins de long terme qui ne se concrétisent pas.

À titre d'exemple, dans le cadre de l'appel d'offres de court terme A/O 2014-01, le Distributeur a attribué seulement en juillet 2014 les contrats pour les besoins prévus des hivers 2014-2015 à 2017-2018¹⁷.

À ce sujet, rappelons l'affirmation suivante du Distributeur lors de l'étude du Plan d'approvisionnement 2014-2023 :

«Les approvisionnements en puissance sur les marchés de court terme ont l'avantage d'être flexible et de pouvoir être engagés dans un court délai avant le début de l'hiver, réduisant ainsi le risque d'acheter des quantités trop élevées...»¹⁸ (nos soulignés)

Les achats de court terme représentent donc un moyen flexible pour satisfaire les besoins de puissance du Distributeur, réduisant ses risques d'acheter des quantités trop élevées.

5. Les engagements de long terme et la décision D-2014-205

Dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur cherchait à se procurer par appels d'offres 1 000 MW de puissance en hiver pour une durée de 20 ans (long terme) à partir de 2018-2019. Plusieurs intervenants étaient en désaccord avec le Distributeur pour diverses raisons, entre autres, un potentiel plus élevé des marchés de court terme ou de gestion de la demande et le contexte d'incertitude économique et énergétique.

Après avoir entendu le Distributeur et les intervenants, la Régie émet, en décembre 2014, l'opinion 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. Elle considère, dans sa décision D-2014-205, qu'un appel d'offres en puissance de 1 000 MW n'est pas justifié et qu'une quantité de 500 MW est suffisante.

Nous reproduisons ci-dessous le texte intégral des paragraphes 223 et 224 de la décision D-2014-205¹⁹ :

¹⁷ « Le 17 juillet 2014, Hydro-Québec Distribution a attribué les contrats dans le cadre de son appel d'offres de court terme A/O 2014-01 pour l'achat de puissance garantie pour les besoins de sa clientèle québécoise. La période couverte par les contrats est de décembre à mars des hivers 2014-2015 à 2017-2018.

Les contrats visent des quantités mensuelles qui varient de 50 à 750 MW, selon le mois. Le prix moyen des contrats est de 6,93 \$/kWh/mois ». [Dossier R-3891-2014, pièce B-0023, page 1]

¹⁸ Dossier R-3864, pièce HQD-1, doc. 1, p. 29.

¹⁹ Dossier R-3864-2013, D-2014-205, page 55.

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

55

[223] La Régie constate que, si une portion de ces contributions potentielles se réalisait, l'impact à la baisse sur les besoins en puissance du Distributeur serait significatif et que l'année, incluant l'année de mise en service demandée, soit 2018-2019, pourrait être repoussée.

[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 1000 MW en puissance pour une durée de 20 ans. **La Régie considère qu'un appel d'offres en puissance de 1000 MW n'est pas justifié pour l'instant. Elle est d'avis qu'une quantité de 500 MW est suffisante.**

Un an après la décision D-2014-205, une baisse significative des besoins et de la réserve requise pour assurer la fiabilité en puissance s'est effectivement produite (voir discussion sur les besoins prévus par le Distributeur au début de notre mémoire).

Par rapport aux besoins prévus retenus dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023, la baisse des besoins est de 422 MW pour l'année 2022-2023 (voir tableau suivant).

Tableau 6

Baisse des besoins prévus depuis l'examen du Plan d'approvisionnement 2014-2015 (MW)								
	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe -mai 2014 (retenu par la Régie dans D-2014-205, p. 54, tableau 9)	38 137	38 406	38 658	39 016	39 415	40 066	40 406	40 710
Besoins à la pointe - juin 2015 soumis par HQD pour bilan en puissance mis à jour (HQD-2, doc. 1, p. 5, tableau R-2.1)	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288
Baisse des besoins prévus	-88	92	116	115	32	-426	-444	-422

Au niveau des approvisionnements, le Distributeur s'engage déjà pour 20 ans auprès du Producteur pour l'achat de 500 MW de puissance en hiver, par le biais de l'appel d'offres A/O 2015-01.

Si le Distributeur obtient l'approbation de la Régie pour l'entente avec TCE de 570 MW de puissance, son engagement pour le long terme (20 ans) totalisera alors 1 070 MW (500 + 570). Dans ce cas, il y aura dépassement du seuil de 500 MW d'engagement de long terme mentionné dans la décision D-2014-205.

Selon nous, les valeurs indiquées dans le Plan doivent être considérées de façon dynamique pour que sa mise en œuvre puisse s'adapter à l'évolution du contexte énergétique et aux changements importants de données.

Dans le présent dossier, le Distributeur soumet un projet d'acquisition de puissance au coût fixe équivalant à la moitié de celui qu'il vient tout juste d'acquérir du Producteur :

- Coût fixe des soumissions retenues (appel d'offres A/O 2015-01) : 106 \$/kW/an²⁰;
- Coût fixe de l'Entente : 51,5 \$/kW/an²¹

Les coûts variables des deux projets sont du même ordre de grandeur, respectivement 6 et 6,5 \$/MWh pour l'appel d'offres A/O 2015-01 et l'Entente.

Il serait donc pertinent d'étudier si le Distributeur peut saisir cette opportunité pour satisfaire ses besoins en puissance, malgré le seuil de 1 000 MW mentionné dans la décision D-2014-205.

6. Justification économique de l'Entente

La justification économique de l'Entente présentée par le Distributeur se résume en deux paragraphes reproduits ci-dessous :

4. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE

Le coût total du projet pour la portion fixe est évalué à 51 \$/kW-an (annuité croissante), soit [REDACTÉ] pour les coûts fixes de TCE et [REDACTÉ] pour ceux de Gaz Métro. 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 entre 90 \$/kW-an et 120 \$/kW-an⁸.

Le coût variable, estimé à près de 65 \$/MWh pour les coûts du gaz naturel, est nettement inférieur aux prix payés en période de pointe au cours des deux derniers hivers, lesquels dépassaient 100 \$/MWh.

Notons en premier lieu que la valeur du coût fixe de l'Entente de 51 \$/kW-an découle des calculs du Distributeur sur la base de données **confidentielles**.

Il nous serait donc impossible de vérifier si les coûts entendus entre TCE, Gaz Métro et le Distributeur sont raisonnables ou non.

Lorsque le Distributeur compare le coût fixe de l'Entente avec celui d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe, ceci concerne le cas des engagements d'achat de puissance sur une période très longue (20 ans).

²⁰ HQD, Communiqué de presse :
<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/>

²¹ pièce B-0005, p. 13.

Or, sur un horizon de long terme, les impacts des aléas de la demande et des aléas climatiques sont très importants (voir section 9).

Il serait alors intéressant de comparer le coût total de l'Entente sur une période de 20 ans avec celui d'un nouvel équipement de production d'électricité selon différents scénarios qui reflètent les impacts des aléas de la demande et des aléas climatiques.

Le Distributeur prendra-t-il quelles mesures pour contrer les impacts d'une baisse potentielle importante de la demande en puissance, considérant que l'Entente comporte des frais fixes relativement élevés et qu'il ne pourra pas revendre l'électricité produite à la centrale de TCE selon les termes de l'Entente?

Notons également que dans sa proposition, le Distributeur n'a pas discuté du respect de l'orientation de la Régie à l'égard des engagements de long terme pour la satisfaction des besoins de puissance de pointe (voir section 5).

Une comparaison du coût de l'Entente et celui des achats de court terme serait pertinente. Rappelons que cette dernière option permettrait au Distributeur d'acquérir de la puissance de façon flexible, en fonction de l'évolution de ses besoins (voir section 4).

Le coût fixe de l'Entente avec TCE est de 51 \$/kW-an; il est bien supérieur au coût de la puissance de 20 \$/kW-hiver sur les marchés de court terme.

Cependant, malgré l'attrait du faible coût des achats de court terme, on ne peut conclure que cette dernière option constitue un choix évident pour le Distributeur, car il faudrait considérer divers autres facteurs.

L'obtention d'une comparaison approfondie de l'Entente avec l'option Achat de court terme qui tient compte des aléas climatiques et de la demande et d'autres facteurs pertinents propres à la situation du Distributeur pourrait aider la Régie dans sa réflexion.

À l'égard de la justification des stratégies et des projets, notons finalement que la Régie a émis des exigences très élaborées relatives aux stratégies d'approvisionnement et aux investissements (voir l'annexe 2).

7. Comparaison avec les coûts évités

Le Distributeur évalue le coût évité de long terme en puissance à 45 \$/kW-hiver²², comparativement au coût fixe de 51 \$/kW-an associé aux ententes avec TCE et Gaz Métro.

Doit-on conclure que l'Entente n'est pas économique?

²² Pièce HQD-2, document 2, p. 12, réponse du Distributeur à la question 6.4 de l'ACEF de Québec.

À ce sujet, lisons la question 6.4 de l'ACEF de Québec et la réponse du Distributeur :

« 6.4 Veuillez expliquer tous écarts entre le coût fixe de l'Entente évalué à 51 \$/kW-an (référence ii) et les coûts évités de puissance hivernale publiés par le Distributeur dans la cause tarifaire R-3905-2014.

Réponse :

Le signal de coût évité de long terme en puissance de 45 \$/kW-hiver correspond au coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour répondre aux besoins de pointe en période d'hiver, évalué à 90 \$/kW-hiver, et dédié à 50 % aux besoins du Distributeur. Comme mentionné à la section 4 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), ce coût est maintenant évalué entre 90 \$/kW-an et 120 \$/kW-an, pour une centrale dédiée entièrement aux besoins du Distributeur. Le coût fixe de 51 \$/kW-an associé aux ententes avec TCE et Gaz Métro représente donc environ la moitié du coût d'un nouvel équipement.

Le signal de coût évité en puissance de long terme sera actualisé lors du dépôt du prochain dossier tarifaire du Distributeur de manière à refléter les résultats de l'A/O 2015-01, soit 106 \$/kW-an, plus du double des coûts fixes des ententes au dossier. »²³ (nous soulignons)

Le signal de coût évité de long terme en puissance est établi par le Distributeur selon une méthodologie adoptée en 2008 et utilisée depuis dans divers dossiers de la Régie.

Selon cette méthodologie, le coût évité en puissance correspond à celui d'un produit ferme, de long terme pour des besoins d'hiver garantis. C'est le cas du produit recherché de la centrale de TCE.

Selon cette méthodologie, le coût évité en puissance est basé sur le coût d'une turbine-à-gaz²⁴. Pour des fins d'analyse, le Distributeur prend comme hypothèse que 50% de l'installation lui serait dédiée et 50% le serait à un autre marché²⁵.

Comme la puissance de la centrale de TCE est destinée à l'usage du Distributeur en hiver (4 mois), la comparaison de son coût fixe (51 \$/kW) au coût évité (45 \$/kW en hiver également) sera *sur la même base* (usage des installations pour l'usage de l'électricité en hiver seulement).

Selon nous, c'est la façon correcte de comparer les coûts et il n'y a pas d'erreur dans la méthodologie d'établissement des coûts évités adoptée par le Distributeur.

Si le coût fixe de l'Entente est supérieur au coût évité en puissance, c'est le signal d'une certaine faiblesse dans la conception même de l'Entente.

²³ Pièce HQD-2, doc. 2, p. 11.

²⁴ À notre connaissance, les turbines-à-gaz sont généralement reconnues comme un moyen économique pour produire de la puissance (de l'électricité pour de très courtes périodes).

²⁵ HQD, Demande R-3677-2008, pièce HQD-14, Document 1, Annexe D, p. 45-46.

La faiblesse principale de l'Entente résiderait dans l'acceptation du Distributeur de couvrir la totalité des frais fixes annuels associés aux nouvelles installations alors que ces dernières ne lui sont utiles que pendant certaines périodes de l'hiver.

Dans son affirmation reproduite ci-haut, le Distributeur évoque le coût d'une centrale dédiée entièrement aux besoins du Distributeur. Or, à maintes reprises dans sa preuve, il affirme que ses besoins sont des besoins en puissance pour des périodes de pointe en hiver. Il serait donc trompeur de laisser entendre que le Distributeur a des besoins en puissance qui nécessite l'usage d'une centrale à l'année longue (dédiée au « besoin » du Distributeur à 100% du temps). À notre connaissance, le Distributeur aurait même des surplus de capacité en puissance en été.

Nous nous interrogeons sur le fait que l'Entente se propose de construire de nouvelles installations au coût relativement élevé et de les laisser inutilisée pendant une bonne portion du temps (8 mois d'été et plusieurs jours d'hiver). Nous traitons plus bas les moyens pour réduire la part des coûts fixes du Distributeur.

8. L'objectif d'un fonctionnement de la Centrale durant l'équivalent d'une centaine d'heures par année

Dans sa preuve, le Distributeur énonce que les ententes avec TCE et Gaz Métro ont pour objectif de permettre le fonctionnement de la Centrale durant l'équivalent d'une centaine d'heures par année pendant les périodes de grand froid au cours desquelles la capacité des moyens actuels dont dispose le Distributeur est insuffisante.²⁶

La quantité de 100 heures représente 1,1% des 8 760 heures d'une année.

Il s'agit là d'un choix du Distributeur, comme on le verra plus loin.

Ce choix implique la construction d'un réservoir de gaz naturel liquéfié (GNL) d'une capacité de 20 000 mètres cubes, soit la quantité de GNL nécessaire à la production de la centrale de TCE durant une centaine d'heures.²⁷ Selon le Distributeur, l'approvisionnement en GNL supplémentaire est également possible, sous réserve de la disponibilité de capacité de liquéfaction à l'Usine LSR²⁸.

Du côté de la centrale de TCE, l'Entente prévoit des coûts fixes annuels²⁹ qui couvrent une utilisation de 100 heures par hiver.

²⁶ Pièce B-0005, page 6, ligne 1.

²⁷ Pièce B-0005, page 8, ligne 29.

²⁸ Pièce B-0005, page 9, ligne 8.

²⁹ 33,3 M\$ en 2018-2019 pour TCE et Gaz Métro lors de la mise en service complète de la Centrale de TCE (pièce B-0005, page 13).

Ce coût fixe est indépendant du niveau des livraisons de TCE, c'est-à-dire que même si pendant une année, le Distributeur n'utilise pas la Centrale (0 MW), il doit payer à TCE le coût fixe entendu entre TCE et le Distributeur (valeur confidentielle).

L'entente avec TCE prévoit des frais variables additionnels au coût fixe (valeurs confidentielles) si le Distributeur utilise la Centrale pour plus que 100 heures et des frais de redémarrage qui seront détaillés dans l'entente finale. [Ces informations proviennent du Distributeur³⁰].

Cette valeur de 100 heures par année - choisie par le Distributeur - constituerait donc un paramètre déterminant pour juger de l'utilité de l'Entente.

Dans le cadre des demandes de renseignements, l'ACEF de Québec a demandé au Distributeur de justifier son choix de viser une contribution en puissance durant une centaine d'heures. En voici sa réponse :

« [...] La période de 100 heures présente un équilibre entre le coût des infrastructures que Gaz Métro doit mettre en place et la contribution en puissance attendue dans le cadre des évaluations de fiabilité. Par exemple, garantir des livraisons de gaz naturel pour un plus faible nombre d'heures pourrait présenter des coûts plus faibles, mais au prix d'une contribution au bilan en puissance également plus faible. »³¹ (nous soulignons)

Il est donc clair que le coût des infrastructures que Gaz Métro doit mettre en place joue un rôle dans le choix du Distributeur pour un fonctionnement de TCE pendant une centaine d'heures.

Quant à « *la contribution en puissance attendue dans le cadre des évaluations de fiabilité* » évoquée par le Distributeur dans sa justification, on ne trouve nulle part dans sa preuve une démonstration quantitative (chiffrée) de l'utilité de la puissance de la centrale de TCE aux différentes heures de pointe du Distributeur, pour diverses situations climatiques et de la demande en puissance.

Ainsi, la Régie ne pourra savoir si, en moyenne, la centrale de TCE sera utilisée pendant 50 heures, 100 heures, 200 heures, 300 heures ou plus.

Sans ces informations, la Régie ne pourra savoir les impacts potentiels de l'implantation de l'Entente sur les coûts qu'assumeront les consommateurs au fil des ans, car, les coûts varient avec le nombre d'heures d'utilisation de la Centrale.

Les consommateurs risqueront-ils de payer inutilement des frais fixes à TCE et à Gaz Métro quand la production de la Centrale n'est pas requise pour les besoins du Distributeur?

³⁰ Pièce HQD-2, document 1, page 10, Réponse du Distributeur à la question 5.3 de la DDR no 1 de la Régie.

³¹ Pièce HQD-2, document 2, page 7, Réponse du Distributeur à la question 4.1 de l'ACEF de Québec.

Ou à l'inverse, risqueront-ils de payer chers pour des frais variables associés à l'énergie livrée au dessus des 100 heures d'utilisation? (les valeurs de ces frais sont confidentielles)³².

Est-ce que la centrale de TCE sera vraiment utile ou ne-sera-t-elle qu'un double des récents 500 MW de puissance que le Distributeur vient d'acquérir du Producteur (appels d'offres A/O 2015-01)?

Au sujet du nombre d'heures d'utilisation attendu de la Centrale, le Distributeur écrit :

« L'Entente avec TCE permet au Distributeur de sécuriser pour 20 ans un approvisionnement en puissance. Toutefois, le Distributeur ne peut évaluer le nombre d'heures d'utilisation attendu de la centrale jusqu'en 2036. Celui-ci sera notamment fonction de l'évolution de l'équilibre offre-demande, des aléas climatiques et du coût des approvisionnements alternatifs à la disposition du Distributeur.³³ (nous soulignons)

Nous attirons l'attention de la Régie sur le fait que le Distributeur a fait des études et des simulations élaborées qui tiennent compte des aléas de la production éolienne et de la demande dans le cadre du dossier R-3775-2011 portant sur son *Entente Globale de Modulation (EGM)* avec le Producteur.

Selon nous, l'existence de certains aléas n'empêche pas le Distributeur de réaliser des études pour démontrer l'utilité de l'Entente avec TCE (voir les études et démonstrations exigées par la Régie pour les stratégies d'approvisionnement et les projets d'investissement de plus de 10 M\$ à l'annexe 2). D'autant plus que la puissance recherchée par l'Entente vise justement à contrer en partie les impacts des conditions climatiques sur la demande.

9. Possibilité de non-utilisation de la centrale de TCE

L'Entente vise à satisfaire une partie des besoins en puissance du Distributeur. Or, ce besoin dépend grandement des conditions climatiques et des activités socio-économiques de la clientèle du Distributeur. Ce besoin en puissance est donc soumis aux différents aléas.

Les aléas climatiques et les aléas de la demande ont été expliqués par le Distributeur comme suit dans le dossier R-3864-2013 :

³² Par sa question 15. 3 de sa DDR no 1, la Régie a obtenu du Distributeur les coûts à payer à TCE pour des livraisons de 200 heures et 300 heures (pièce HQD-2, document 1, p. 10).

Mais la preuve du Distributeur ne nous dit pas la valeur estimée de ces coûts dans les prochaines années compte tenu des besoins énergétiques du Distributeur et de son portefeuille des contrats d'approvisionnement.

Elle ne nous dit pas non plus si ces coûts (valeurs confidentielles) sont compétitifs ou non avec ceux d'autres moyens alternatifs, par exemple, les achats de court terme sur les marchés.

³³ Pièce HQD-2, document 2, p. 8, ligne 5.

« L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales. Pour l'année 2018, l'aléa climatique en énergie comporte un écart type de 2,3 TWh. En puissance, l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver 2016-2017 donne un écart type de 1 510 MW. Les résultats sont sensiblement les mêmes pour chacune des années du Plan.

L'aléa sur la demande prévue provient quant à lui de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques, ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité. Pour l'année 2018, l'aléa de la demande prévue en énergie comporte un écart type de 4,6 TWh. En puissance, l'écart type sur les besoins à la pointe de l'hiver 2016-2017 est de 1 050 MW.

L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue.

[...]

TABLEAU 2-4
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART TYPE (EN MW)

En MW	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017
Aléa climatique	1 460	1 460	1 490	1 510
Aléa sur la demande prévue	660	790	920	1 050
Aléa global	1 610	1 660	1 750	1 840

»³⁴

Ainsi, les besoins en puissance du Distributeur peuvent fluctuer, en plus ou en moins de la valeur prévue, d'environ **1 840 MW** à l'horizon de 2016-2017.

Les aléas climatiques et de la demande sont donc du même ordre de grandeur de la puissance additionnelle requise à l'horizon du Plan.

Il serait donc possible que la puissance de TCE soit utilisée très peu ou ne soit pas utilisée pendant certaines années.

Cette possibilité a été admise par le Distributeur dans le présent dossier:

« Au cours d'un hiver chaud, le Distributeur **pourrait ne pas recourir aux livraisons de la centrale de TCE** »³⁵ (nos soulignés)

³⁴ Dossier R-3864-2013, HQD, Plan d'approvisionnement 2014-2023, Pièce B-0005 (HQD-1, document 2, page 14)

³⁵ Pièce HQD-2, doc. 2, p. 8, réponse du Distributeur à la question 4.4 de l'ACEF de Québec.

« Au même titre que ses autres moyens de puissance (achats UCAP, électricité interruptible, puissance acquise dans le cadre de l'A/O 2015-01), l'entente avec TCE prévoit le paiement d'une prime fixe annuelle (voir l'annexe 1 de la pièce HQD-1, document 1 [B-0005]), même si la centrale de TCE ne produit pas d'électricité au cours d'un hiver donné (en raison de conditions climatiques chaudes par exemple). »³⁶ (nous soulignons)

Rappelons que dans ce cas, le Distributeur a l'obligation de payer à TCE et à Gaz Métro des frais fixes relativement importants.

10. Moyens pour mitiger les risques du Distributeur

Afin de mitiger les risques associés aux dépenses inutiles lors des situations de peu d'utilisation ou de non-utilisation de la centrale de TCE en hiver, nous soumettons respectueusement que le Distributeur devrait chercher à partager avec le Producteur ou avec d'autres utilisateurs potentiels la capacité de la Centrale, dans le but ultime de diminuer le coût d'approvisionnement à supporter par sa clientèle.

Il serait également intéressant que le Distributeur négocie pour laisser à d'autres utilisateurs potentiels l'utilisation de la centrale de TCE en été afin de réduire la part de son coût fixe.

Selon le Distributeur, dans le cas où la Centrale devait à nouveau l'alimenter en base [c'est-à-dire à l'année longue] - et non seulement en hiver - le Distributeur continuerait d'assumer les frais fixes relativement importants à TCE et à Gaz Métro:

3.1 Veuillez confirmer que si l'entente proposée était acceptée par la Régie et dans la mesure où la Centrale devait à nouveau alimenter le Distributeur selon les modalités prévues au Contrat, le Distributeur continuerait d'assumer également les frais fixes annuels prévus aux ententes avec TCE et Gaz Métro GNL qui figurent au Tableau A-1.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

37

Il serait donc souhaitable que le Distributeur cherche à corriger cette condition, avant ou après l'entente finale avec TCE [l'entente entre HQ et TCE ne sera finalisée que le 30 juillet 2015, selon la réponse du Distributeur à la question 2.1 d'EBM³⁸].

En réponse à la question 9.2 de l'ACEF de Québec, le Distributeur affirme que :

³⁶ Pièce HQD-02-01, p. 14.

³⁷ Pièce HQD-02-09, p. 6 (réponse du Distributeur à la question 3.1 d'UC).

³⁸ Pièce HQD-02-05, p. 4.

« L'électricité acquise par le Distributeur **en vertu de l'Entente** avec TCE ne peut servir qu'à assurer l'approvisionnement des besoins de la clientèle québécoise »³⁹ (nous soulignons)

Cette approche du Distributeur nous semble « anti-économique ».

Pourquoi construire de nouvelles installations qui ne seront utiles au Distributeur que 1% du temps sans chercher à diminuer les coûts qui seraient attribuables à sa clientèle?

Selon nous, les termes de l'Entente doivent être fondés sur le principe de satisfaire les besoins de la clientèle du Distributeur au coût le plus bas possible.

Recommandation

Dans le cas où la Régie approuve l'Entente, nous recommandons qu'elle exige que le Distributeur lui présente dans le plus bref délai possible un plan indiquant comment il mitige les risques financiers associés à l'Entente et la rentabilise au profit de sa clientèle.

11. Frais fixes annuels à payer à TCE et à Gaz Métro

Le Distributeur présente les frais fixes totaux à payer à TCE et Gaz Métro de 2016-2017 à 2035-2036 à l'annexe 1 de la pièce B-0005, p. 13 [les valeurs des frais fixes annuels à payer distinctement à TCE et à Gaz Métro sont confidentielles]. Les valeurs des frais fixes totaux sont reproduites au tableau suivant.

Selon nos calculs, les frais fixes annuels augmenteront au taux de 2% par année (voir le tableau 7).

Le Distributeur a également fourni la valeur actuelle nette (VAN 2014-2015) des frais fixes annuels qui s'élève à 389 M\$. Le taux d'actualisation utilisé par le Distributeur est de 5,651% tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2015-018.

En utilisant le même taux d'actualisation, nous avons calculé la valeur actualisée en 2014-2015 des frais fixes annuels; leur somme de 389 M\$ est identique à la valeur calculée par le Distributeur.

Comme on peut le voir au tableau 7, les valeurs actualisées des frais fixes diminuent au cours des années; elles diminuent de 25,8 M\$ en 2019-2020 à 14,7 M\$ en 2035-2036 pour le même service (570 MW/hiver).

La répartition des frais fixes dans le temps de l'Entente met donc **plus de poids, en terme économique**, pour les premières années que les dernières.

Ces résultats pourraient contribuer à la réflexion de la Régie sur l'échéance de l'Entente pour le cas du Distributeur (2026 ou 2036).

³⁹ Pièce HQD-2, doc. 2, p. 14, réponse du Distributeur à la question 9.2 de l'ACEF de Québec.

Tableau 7

Frais fixes totaux (TCE et Gaz Métro) prévus aux ententes (référence: pièce B-0005, p. 13)				
	MW	Frais fixes M\$ courants	Taux d'indexation (nos calculs)	Frais fixes M\$ actualisés (nos calculs)
2014-2015				
2015-2016				0
2016-2017	325	15,0		13,4
2017-2018	570	15,0		12,7
2018-2019	570	33,3		26,7
2019-2020	570	33,9	2%	25,8
2020-2021	570	34,6	2%	24,9
2021-2022	570	35,3	2%	24,0
2022-2023	570	36,0	2%	23,2
2023-2024	570	36,7	2%	22,4
2024-2025	570	37,5	2%	21,6
2025-2026	570	38,2	2%	20,9
2026-2027	570	39,0	2%	20,2
2027-2028	570	39,8	2%	19,5
2028-2029	570	40,6	2%	18,8
2029-2030	570	41,4	2%	18,2
2030-2031	570	42,2	2%	17,5
2031-2032	570	43,0	2%	16,9
2032-2033	570	43,9	2%	16,3
2033-2034	570	44,8	2%	15,8
2034-2035	570	45,7	2%	15,2
2035-2036	570	46,6	2%	14,7
Total (nos calculs) [VAN 2014-2015]				388,6
Total calculé par HQD [VAN 2014-2015]				389
Taux d'actualisation:			5,651%	
Source: HQD-2, doc. 1, p. 9/ D-2015-018				

12. « Valeur » de l'Entente

Dans sa preuve, le Distributeur indique ce qui suit :

« 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. »⁴⁰ (nos soulignés)

⁴⁰

Pièce B-0005, p. 11, ligne 10.

En réponse à une question de la Régie, le Distributeur annonce la signature récente d'une lettre d'entente avec le Producteur relative à l'éventualité mentionnée plus haut.

Il évoque du même coup la grande valeur de l'Entente avec TCE comme suit :

« Par ailleurs, la lettre d'entente signée entre le Distributeur et le Producteur concernant l'attribution des droits et obligations des ententes avec TCE et Gaz Métro dans l'éventualité où la Régie n'approuvait pas la durée proposée de 20 ans, déposée à l'annexe A, témoigne de la **grande valeur de l'entente avec TCE** en contribuant favorablement au bilan en puissance d'Hydro-Québec et à la fiabilité de la zone de contrôle du Québec. »⁴¹ (nous soulignons)

Selon nous, le Producteur pourrait s'intéresser au produit de l'Entente avec TCE à partir de 2026 pour diverses raisons.

D'abord, il n'a aucun engagement financier d'ici 2026 à l'égard de l'Entente; donc, aucun risque financier pour le Producteur pendant 10 ans. Ensuite, il mène des activités qui requièrent beaucoup de « puissance », par exemple, les échanges et les exportations d'électricité avec les réseaux voisins, la garantie de puissance pour l'électricité patrimoniale et l'intégration éolienne. De plus, le transport de la puissance produite à la centrale de TCE coûte moins cher au Producteur que l'importation d'électricité des réseaux voisins. Finalement, le Producteur n'aurait jamais à payer des primes fixes à TCE et à Gaz Métro sans livraison de puissance, car il a une très grande capacité de stockage d'énergie.

L'intérêt du Producteur pour l'Entente avec TCE ne signifierait donc pas automatiquement que cette dernière est appropriée pour le cas du Distributeur.

Quant à la contribution au bilan en puissance d'Hydro-Québec et à la fiabilité de la zone de contrôle du Québec mentionnée dans l'affirmation du Distributeur, il est à se demander si tout cela fait partie des responsabilités du Distributeur.

13. Avantages et inconvénients de diverses options d'approvisionnement de puissance

Pour satisfaire les besoins de puissance additionnelle du Distributeur, l'électricité interruptible et les achats de puissance de court terme sont deux options les plus aptes de « concurrencer » l'Entente avec TCE.

Relativement à l'électricité interruptible, le Distributeur écrit ce qui suit:

« L'entente avec TCE permet au Distributeur de sécuriser un approvisionnement en puissance à long terme, incluant d'énergie garantie jusqu'à 300 heures par hiver, dont 100 heures à partir de livraisons garanties de gaz naturel liquéfié. Cette approche est comparable à l'option d'électricité interruptible [...]».⁴²

⁴¹ Pièce HQD-2, document 1, p. 12 (réponse du Distributeur à la question 5.7 de la Régie).

⁴² Pièce HQD-2, doc. 2, p. 7, Réponse à la question 4.1 de la DDR no 1 de l'ACEF de Québec.

Même si les services de puissance en périodes de pointe de la centrale de TCE et de l'électricité interruptible sont comparables, nous croyons qu'il y ait une différence entre eux quant à leur disponibilité.

Pour l'Entente, l'offre est de 570 MW pour 20 ans. Pour l'électricité interruptible, l'ampleur de la puissance additionnelle à celle des contrats existants est incertaine, car elle dépend de différentes conditions des appels d'offres; la durée des contrats d'électricité interruptible est généralement plus courte que 20 ans.

Quant à l'achat de puissance de court terme, son coût est nettement inférieur à celui de l'Entente. La flexibilité des achats de court terme permet au Distributeur de programmer des quantités selon l'évolution de ses besoins⁴³. Cependant, sa disponibilité n'est pas garantie et son prix peut fluctuer significativement.

Pour sa part, l'Entente avec TCE offre plusieurs avantages :

- Disponibilité pour 20 ans;
- Primes fixes prévisibles;
- Quantité de puissance à livrer pouvant être inférieure à la capacité maximale de la Centrale⁴⁴;
- Délai de livraison relativement court (12 heures);
- Possibilité pour la centrale de TCE de fonctionner plus de 300 heures par année et de redevenir une centrale de production d'électricité en base;
- Localisation au cœur de la charge du réseau d'Hydro-Québec.

Un de ses inconvénients notables est la possibilité que la Centrale ne soit pas utilisée pendant les hivers « chauds ».

De plus, la conception de l'Entente laisse la Centrale inutilisée 99% du temps.

L'Entente a donc des caractéristiques techniques et économiques bien différentes de celles des autres options d'approvisionnement de puissance.

⁴³ « Les livraisons d'électricité de TCE seront flexibles compte tenu du préavis de douze heures, de la possibilité pour le Distributeur de programmer des livraisons par blocs d'une heure et à n'importe quel niveau entre la charge minimale et la capacité totale de la centrale.

Outre le préavis de l'option d'électricité interruptible de deux heures, les modalités applicables aux interruptions sont plus contraignantes que celles de l'Entente avec TCE, tant en termes de nombre que de durée des appels.

Pour ce qui est des achats d'énergie de court terme, ils sont généralement établis pour des blocs d'énergie fixes et des plages d'heures définies. Les volumes sont généralement contractés au-delà de douze heures à l'avance. » [pièce HQD-02, doc. 03, p. 5, réponse du Distributeur à la question 3.1 d'AHQ-ARQ].

⁴⁴ Pièce B-0005, p. 7, ligne 19.

Si la Régie approuve l'Entente, le Distributeur aura un portefeuille des moyens d'approvisionnement en puissance bien diversifié qui se composera de:

- Électricité interruptible;
- Autres moyens de gestion de la demande;
- Abaissement de tension;
- Achat de puissance de court terme à l'étranger et au Québec;
- Contrats de livraisons de puissance avec le Producteur (A/O 2015-01) [source hydro-électrique];
- Centrale thermique de TCE de 570 MW (projet).

14. Dépenses de 1,2 M\$ de Gaz Métro

Dans sa preuve, le Distributeur mentionne que si les ententes n'étaient pas conclues, il n'encourra aucuns frais à l'égard de TCE alors qu'une compensation monétaire, pouvant atteindre 1,2 M\$ en décembre 2015, devra être versée à Gaz Métro pour couvrir les frais encourus⁴⁵.

En réponse à la question 6.1 d'EBM, le Distributeur précise que le montant de 1,2 M\$ représente le montant maximal que Gaz Métro doit engager rapidement afin de débiter les travaux de construction des installations d'entreposage et de vaporisation du GNL, et ce, pour en assurer la disponibilité au 1^{er} décembre 2018.⁴⁶

Il ajoute :

« Si la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE, alors le montant de 1,2 M\$ serait acquitté par le Distributeur et **inclus à ses coûts d'approvisionnement** ». ⁴⁷ (nous soulignons)

Le coût maximal de 1,2 M\$ a été prévu ou engagé par Gaz Métro pour en assurer la disponibilité des installations au 1^{er} décembre 2018.

Or, il serait bon de rappeler que les ententes avec TCE et Gaz Métro ne sont pas encore approuvées par la Régie et que la contribution de la centrale de TCE (570 MW) ne serait pas requise en 2018 si le Distributeur faisait appel aux achats de puissance de court terme.

Dans le cas où la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE, le Distributeur souhaite que le montant de 1,2 M\$ soit inclus dans ses coûts d'approvisionnement qui seraient refilés à sa clientèle.

Selon nous, l'inclusion ou l'exclusion de ce genre de dépenses devrait être examinée dans le cadre de l'examen des budgets du Distributeur ou d'un dossier spécial traitant des coûts échoués.

⁴⁵ Pièce B-0005, p. 11, ligne 27.

⁴⁶ Pièce HQD-2, doc. 5, p. 7, ligne 1.

⁴⁷ Pièce HQD-2, doc. 5, p. 7, ligne 6.

Finalement, rappelons que la demande du Distributeur – présentée à la pièce B-0002- ne demande pas l'inclusion des 1,2 M\$ de dépenses de Gaz Métro dans ses coûts d'approvisionnement dans le cas où la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE.

Recommandation

Dans le cas où la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE, nous recommandons qu'elle précise que son refus ne signifie pas que le montant de 1,2 M\$ de dépenses de Gaz Métro mentionné ci-haut sera admis automatiquement comme coûts d'approvisionnement à supporter par la clientèle du Distributeur.

15. Demande de dispense

Par sa décision D-2014-086 rendue le 27 mai 2014, la Régie a approuvé la suspension *temporaire* de la centrale de TCE pour des livraisons d'énergie en base jusqu'en 2018⁴⁸, suite à une demande du Distributeur. Ce dernier a appuyé sa demande en affirmant que les livraisons d'énergie en base ne lui sont pas requises jusqu'en 2018.

Dans le présent dossier, le Distributeur invoque l'article 12 de l'Entente avec TCE et l'ampleur de ses surplus énergétique pour demander à la Régie de le dispenser de faire approuver annuellement la suspension temporaire de la centrale de TCE.

La demande du Distributeur se lit comme suit :

PÉRIODE DE SUSPENSION

17. Étant donné l'ampleur des surplus du Distributeur, il a été convenu à l'article 12 de l'Entente avec TCE de prolonger la période de suspension de l'Entente de suspension de 2009 jusqu'à l'échéance du Contrat, sous réserve d'une option en faveur du Distributeur permettant de mettre un terme à la suspension avec un préavis de trois ans.
18. Le Distributeur demande à la Régie de donner suite à cette disposition en le dispensant de faire approuver annuellement la suspension de la Centrale.

L'article 12 du Protocole d'entente entre Hydro-Québec et TransCanada Energy (Version du 6 mai 2015) se lit comme suit :

"12. Amendment to Suspension Agreement. The Parties agree to amend Section 11 of the Suspension Agreement in order (a) to grant an option to the Purchaser to extend the Suspension Period (as defined in the Suspension Agreement) up to the expiration of the original term of the ESC, and (b) to grant an option to the Purchaser to end the Suspension Period with a three year written notice to the Supplier."⁴⁹

⁴⁸ HQD, pièce B-0002, par. 9.

⁴⁹ Pièce B-0006, p. 15 (Protocole d'entente entre Hydro-Québec et TransCanada Energy Ltd) – Version datée du 6 mai 2015 – Memorandum of Understanding.

Cet article spécifie que pour mettre fin à la période de suspension se prolongeant jusqu'à la fin du contrat initial, soit en septembre 2026, le Distributeur doit donner à TCE un préavis écrit 3 ans avant la date de livraison désirée.

Pour donner à TCE un préavis de 3 ans avant la date de livraison désirée, nous comprenons que le Distributeur doit faire un suivi régulier de l'évolution de ses besoins énergétiques et de ses moyens d'approvisionnement. C'est ce qu'il fait actuellement tous les ans dans le cadre du suivi du Plan d'approvisionnement et l'élaboration d'un nouveau Plan tous les 3 ans, conformément au processus réglementaire en vigueur.

Les besoins énergétiques du Distributeur peuvent changer rapidement, par exemple, par l'arrivée imprévue par le Distributeur d'une aluminerie ou d'une grande industrie au Québec. Ceci pourrait nécessiter l'arrêt de la suspension temporaire de la centrale de TCE en base (la consommation d'une aluminerie de 500 MW est du même ordre de grandeur de la capacité de la centrale en base de TCE [507 MW]⁵⁰).

Il serait donc bon que le Distributeur continue à faire un suivi fréquent de ses besoins énergétiques et d'en faire rapport régulièrement à la Régie.

Ce suivi régulier est requis pour s'assurer que le Distributeur a la capacité pour fournir de l'énergie à sa clientèle de façon sécuritaire et fiable - malgré tous les éléments hors de son contrôle - et ce au coût le plus bas possible.

D'autre part, le Distributeur n'a pas démontré des avantages économiques ou énergétiques de sa demande de dispense.

Questionné par l'AQCIE-CIFQ sur sa demande, le Distributeur ajoute un argument : sa demande permet d'alléger le processus réglementaire⁵¹.

Cependant, il n'a pas démontré d'avantages tangibles de sa proposition d'allègement réglementaire, ni discuté de son impact sur le suivi requis de sa capacité de satisfaire les besoins de sa clientèle face aux divers événements imprévus.

Recommandation

Considérant l'importance de faire un suivi régulier de la situation énergétique du Distributeur et de sa capacité de fournir de l'énergie à sa clientèle conformément aux critères de sécurité et de fiabilité fixés par la Régie, nous recommandons que la Régie rejette la demande de dispense du Distributeur.

⁵⁰ Pièce B-0002, p. 2, par 5.

⁵¹ Pièce HQD-02-04, p. 5, réponse du Distributeur à la question 2.3 de l'AQCIE-CIFQ.

16. Conclusion et Recommandations

Le bilan de puissance mis à jour par le Distributeur démontre que ses besoins en puissance additionnels atteindraient 1 500 MW seulement en 2020-2021. Si l'on maintenait le niveau *potentiel* des achats de puissance de 1 500 MW sur les marchés de court terme retenu par la Régie dans sa décision 2014-205 et confirmé par le Distributeur dans le présent dossier, la satisfaction des besoins en puissance du Distributeur pourrait se réaliser sans la contribution de la centrale de TCE jusqu'en 2020-2021.

L'appréciation de l'utilité et des avantages et inconvénients de l'Entente devrait donc se faire dans une perspective de très long terme, à l'horizon de 2036.

L'Entente permettrait au Distributeur d'avoir accès à une quantité de puissance relativement importante (570 MW) sur une période de 20 ans. Ceci constituerait un avantage de l'Entente qui vise à « sécuriser » l'approvisionnement en puissance du Distributeur sur un horizon de long terme.

En échange, le Distributeur devrait s'engager à payer à TCE et à Gaz Métro des frais fixes annuels relativement importants (environ 33,3 M\$ par année à partir de l'hiver 2018-2019 indexé à 2%). Ces frais fixes devraient être payés même si la Centrale ne donne aucun service au Distributeur à une année donnée.

L'Entente est conçue pour un fonctionnement de la Centrale pour une centaine d'heures par année, soit seulement 1,1% du temps. Pour des hivers « chauds », la Centrale serait inutile au Distributeur. La conception des caractéristiques techniques et économiques de l'Entente serait donc non-optimale.

Dans le cas où la Régie approuve l'Entente, nous recommandons qu'elle exige que le Distributeur lui présente dans le plus bref délai possible un plan indiquant comment il mitige les risques financiers associés à l'Entente et la rentabilise au profit de sa clientèle.

Les achats de puissance sur les marchés de court terme constitueraient une alternative intéressante à l'Entente.

Ces deux options ont des avantages et inconvénients différents qui méritent d'être comparés de façon approfondie pour aider la Régie dans sa réflexion.

Outre la dimension des coûts de différentes options, la Régie pourrait prendre en considération le fait que l'Entente permettrait au Distributeur de diversifier davantage son portefeuille des moyens de satisfaire ses besoins en puissance.

Dans le cas où la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE, nous recommandons qu'elle précise que son refus ne signifie pas que le montant de 1,2 M\$ de dépenses de Gaz Métro sera admis automatiquement comme coûts d'approvisionnement à supporter par la clientèle du Distributeur.

Nous recommandons également que la Régie rejette la demande de dispense du Distributeur à l'égard de son obligation de faire approuver annuellement la suspension de la centrale de TCE⁵² pour des raisons exposées dans ce mémoire.

⁵²

pièce B-0002 (par. 18).

Annexe 1

Bilan en puissance établi dans la décision D-2014-205 (page 54) [dossier R-3864-2013, Plan d'approvisionnement 2014-2023]

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.

Annexe 2

Exigences de la Régie relatives aux stratégies d'approvisionnement et aux projets d'investissement de plus de 10 M\$:

« Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables **pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.** (nos soulignés)

« Justification en relation avec les objectifs visés.

18. Fournir les principales normes ou critères techniques utilisés dans les **études. Déposer, le cas échéant, les analyses coûts-bénéfices ayant conduit à leur choix s'ils sont nouveaux.**

19. Justifier le Projet en termes techniques, économiques, réglementaires ou légaux, en **démontrant comment les objectifs visés seront atteints.**

[...]

21. **Décrire les autres solutions envisagées pour rencontrer les objectifs poursuivis par le Projet ainsi que leurs avantages et inconvénients.** Comparer les aspects techniques et économiques, les coûts, les échéanciers, les impacts sur la qualité du service ainsi que l'évaluation des risques associés à chaque solution, selon le niveau de détail approprié.

22. **Déposer les études ou analyses comparatives ayant mené au choix de la solution proposée.** Présenter les paramètres économiques utilisés. Au besoin actualiser les coûts estimés lors de ces études et les comparer à ceux du Projet.⁵³ (nos soulignés)

⁵³ Régie de l'énergie, Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, Version du 11 juin 2010, p. 23, 29-30.