

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'UTILISATION DE LA CENTRALE DE TRANSCANADA ENERGY LTD DE BÉCANCOUR EN PÉRIODE DE POINTE

1. **Références :** (i) Dossier R-3864-2013, pièce B-0005, p. 29;
(ii) Dossier R-3864-2013, pièce B-0008, p. 46;
(iii) Protocole d'entente : échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et l'Ontario¹;
(iii) Pièce B-0005, p. 5.

Préambule :

(i) « L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge de manoeuvre 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 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 ». [nous soulignons]

(ii) « Ainsi, bien que des capacités d'importation en provenance du réseau ontarien soient disponibles à la pointe, notons toutefois que, selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario [note de bas de page omise], l'énergie achetée auprès des producteurs sur ce réseau peut en tout temps être rapatriée par l'IESO afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale ». [nous soulignons]

(iii) Le 24 novembre 2014, les gouvernements du Québec et de l'Ontario annonçaient la signature d'un protocole d'entente entre Marketing d'énergie HQ Inc. (MEHQ) et The Independent Electricity System Operator (IESO) permettant la mise en place d'une entente d'échange de capacité électrique afin d'assurer la fiabilité des deux réseaux à moindre coût en tirant profit des pointes saisonnières de production et de consommation qui sont différentes.

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

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur entend utiliser la nouvelle capacité de puissance disponible en période hivernale mentionnée à la référence (iii).

Réponse :

1 L'entente¹ fait intervenir MEHQ, filiale d'Hydro-Québec Production, et l'IESO.
2 Hydro-Québec Distribution n'est pas partie prenante à l'entente.

3 De plus, l'entente garantit à la zone de réglage du Québec une contribution en
4 puissance additionnelle de 500 MW uniquement au cours des hivers 2015-
5 2016 et 2016-2017.

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

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

1.2 Veuillez préciser si le Distributeur entend modifier la valeur de la contribution des
marchés de court terme à son bilan en puissance. Dans l'affirmative, veuillez
présenter cette nouvelle valeur. Dans la négative, veuillez élaborer.

Réponse :

17 Voir la réponse à la question 1.1.

- 2. Références :** (i) État d'avancement 2011 du Plan d'approvisionnement 2011-2020,
p. 24;
(ii) État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020,
p. 24;
(iii) Pièce B-0005, p. 5;
(iv) Décision D-2014-205, dossier R-3864-2013, p. 26;
(v) Dossier R-3864-2013, pièce B-106, p. 3;
(vi) Décision D-2015-014, dossier R-3848-2013, p. 56.

Préambule :

(i) Tableau 4.2.4 : Bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion (MW)

(ii) Tableau 4.3 : Bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion (MW)

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

¹ <http://www.ieso.ca/Documents/corp/Summary-Capacity-Sharing-Agreement-Ontario-Quebec.pdf>

(iv) « la Régie demande au Distributeur d'évaluer la possibilité de hausser la contribution d'électricité interruptible dès le dépôt du prochain état d'avancement, si les résultats [obtenus de l'option tarifaire] pour l'hiver 2015-2016 sont supérieurs à 1000 MW ». [nous précisons]

(v) « Le Distributeur précise avoir retenu 1060 MW dans le cadre de l'option d'électricité interruptible pour l'hiver 2014-2015, soit la totalité de la puissance effective offerte par les clients ».

(vi) « En conséquence, la Régie accueille la proposition du Distributeur relative à l'exigence d'une garantie de puissance pour la période d'hiver, mais elle fixe à 40 % la valeur de cette garantie de puissance ».

Demande :

2.1 Veuillez mettre à jour et présenter le bilan en puissance du Distributeur en y incluant, d'une part, les contributions attendues à la suite des décisions citées en préambule et, d'autre part, la valeur de la contribution attendue des marchés de court terme.

Réponse :

1 **Le tableau R-2.1 présente la mise à jour du bilan en puissance selon la**
 2 **révision des besoins de juin 2015.**

**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

3 **Compte tenu de l'évolution de la charge industrielle au Québec, il est prudent,**
 4 **à des fins de planification, de maintenir un niveau attendu de 1 150 MW pour**
 5 **l'électricité interruptible.**

6 **En ce qui concerne la contribution attendue des marchés de court terme, voir**
 7 **la réponse à la question 1.1.**

3. **Références :** (i) Pièce B-0005, p. 6-7;
(ii) Pièce B-0005, p. 12.

Préambule :

(i) « *Malgré ces ententes, le Distributeur devra procéder à d'autres appels d'offres de long terme afin de compléter une partie des besoins en puissance au cours des prochaines années. Les ententes convenues avec TCE et Gaz Métro permettront de diminuer le niveau des besoins additionnels à combler et d'éviter le lancement d'un appel d'offres additionnel de puissance de long terme* ».

(ii) Tableau 2 : Puissance additionnelle requise, avec et sans ententes

Demandes :

- 3.1 Considérant la mise à jour du bilan en puissance, veuillez indiquer si le Distributeur maintient les quantités de puissance additionnelle requise et les dates de livraison des appels d'offres présentées à la référence (ii).

Réponse :

1 **À la lumière de la mise à jour de la prévision de la demande, les besoins en**
2 **puissance sont en baisse de 400 à 500 MW à compter de l'hiver 2020-2021, ce**
3 **qui permet de réduire le niveau de la puissance additionnelle requise et de**
4 **reporter le lancement d'un appel d'offres de puissance d'environ une année,**
5 **sans toutefois remettre en question le besoin de l'entente avec TCE. À titre**
6 **indicatif seulement, le Distributeur présente ci-dessous une mise à jour du**
7 **tableau 2 de la pièce HQD-1, document 1.**

TABLEAU R-3.1
PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE, AVEC ET SANS ENTENTES
(MISE À JOUR)

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
AVEC LES ENTENTES	550	950	1 400	800	850	1 000	1 250	1 650
Appel d'offres de 500 MW							500	500
Puissance additionnelle requise ajustée	550	950	1 400	800	850	1 000	750	1 150
SANS LES ENTENTES	550	950	1 400	1 300	1 350	1 500	1 750	2 150
Appel d'offres de 500 MW							500	500
Appel d'offres de 500 MW						500	500	500
Puissance additionnelle requise ajustée	550	950	1 400	1 300	1 350	1 000	750	1 150

8 **Le Distributeur fera état de l'évolution du bilan en puissance et des besoins**
9 **de procéder au lancement d'un appel d'offres de puissance dans le cadre de**
10 **son prochain plan d'approvisionnement et de ses états d'avancement.**

3.2 Dans l'hypothèse où le Distributeur ne maintient pas les quantités de puissance additionnelle requise ainsi que les dates de livraison des appels d'offres présentées à la référence (ii), veuillez déposer une mise à jour du tableau de cette référence.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.1.**

4. Références : (i) Pièce B-0005, p. 6;
(ii) Pièce B-0005, p. 10;
(iii) Décision D-2014-086, dossier R-3875-2014, p. 7-8.

Préambule :

(i) « *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. Le GNL fourni par Gaz Métro sera acheminé par camion-citerne jusqu'à un réservoir qui sera construit à proximité de la Centrale. L'approvisionnement en GNL permettra d'éviter de payer des montants importants pour des réservations de transport ferme de gaz et limitera l'exposition du Distributeur à la volatilité des prix de la molécule de gaz sur les marchés durant les périodes hivernales* ».

(ii) « *Les coûts variables comprendront le transport du GNL, par camion-citerne, à partir de l'Usine LSR jusqu'au réservoir, évalué à 6 ¢/m³, ainsi que le coût de la molécule de gaz naturel liquéfié. Ce dernier inclut la fourniture, le transport, la compression et la distribution du gaz naturel, ainsi que les coûts reliés au SPEDE et à l'équilibrage du GNL. En date de mars 2015, ces coûts sont estimés à 24 ¢/m³.*

Les coûts variables totaux atteindraient donc 30 ¢/m³, soit 65 \$/MWh.

Pour l'énergie additionnelle au-delà des 100 premières heures prévues à l'Entente avec TCE, le coût de la molécule de gaz naturel sera évalué sur la base de la disponibilité du gaz naturel sur le réseau ».

(iii) « *L'Entente prévoit par ailleurs que le Distributeur sera libéré, au plus tard le 31 décembre 2018, de l'obligation de payer pour la capacité de transport de gaz naturel contractée auprès de TCPL (Transport TCPL) nécessaire à l'alimentation de la centrale et associée à la production d'électricité. Au plus tard le 31 décembre 2018, TCE sera également libérée de l'obligation prévue au Contrat de détenir cette même capacité de transport de gaz naturel.*

[...]

Si le Distributeur ne prolonge pas la période de suspension, TCE, à sa seule discrétion, pourra utiliser, pour satisfaire les besoins du Distributeur, le Transport TCPL ou toute autre capacité de transport de gaz naturel. Le Distributeur n'a pas le droit de réclamer le Transport TCPL au-delà du 31 décembre 2018 ou au-delà de la date évoquée précédemment, si TCE a exercé l'option qui lui est dévolue à l'article 1 de la « SCHEDULE 4 ». Le Distributeur devra assumer tout coût, dépense et obligation découlant des nouvelles ententes de transport

contractées par TCE pour la reprise de la production d'électricité. Selon le Distributeur, le préavis de 42 mois que confère l'Entente permettra à TCE de disposer, le cas échéant, du temps nécessaire pour chercher la solution de transport de gaz naturel la plus avantageuse pour l'alimentation de la centrale. Par ailleurs, en vertu de l'Entente, il appert que TCE serait responsable en cas de retard dans la disponibilité du transport requis ».

Demande :

4.1 Veuillez faire la démonstration économique que l'approvisionnement de la Centrale en GNL est plus avantageux que l'approvisionnement de celle-ci par réservations de transport de gaz naturel via le réseau de TCPL, et ce, sur une période allant de 2016 à 2036. Veuillez détailler les hypothèses utilisées.

Réponse :

1 **Afin de garantir la disponibilité du gaz naturel en période d'hiver, le**
2 **Distributeur devrait alternativement compter sur une réservation ferme de**
3 **transport de gaz naturel. Sur la base d'une capacité de 620 MW et d'un**
4 **rendement thermique (*heat rate*) maximum de [REDACTED] GJ/MWh, les besoins**
5 **horaires maximaux en gaz naturel sont de l'ordre de [REDACTED] GJ/h, ou [REDACTED] GJ**
6 **par jour.**

7 **Considérant, un prix de 0,855 \$/GJ-jour pour le tronçon Dawn-GMI-EDA (tarifs**
8 **TCPL du 1^{er} janvier 2015), le montant annuel à titre de réservation de transport**
9 **serait de l'ordre de [REDACTED] M\$, ou environ [REDACTED] \$/kW-an sur la période 2016-2036 (en**
10 **prenant comme hypothèse une indexation des tarifs de TCPL de 2 % à**
11 **compter de 2021), soit plus de [REDACTED] fois le montant pour les équipements**
12 **d'entreposage et de vaporisation du GNL.**

13 **De plus, dans un scénario d'approvisionnement en gaz de réseau, le**
14 **Distributeur serait exposé à un prix de la molécule nettement plus élevé par**
15 **rapport au prix moyen du gaz naturel liquéfié sur une base annuelle, puisque**
16 **ce gaz serait acquis durant les heures de pointe en hiver.**

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0005, p. 7;
 - (ii) Pièce B-0005, p. 10;
 - (iii) Pièce B-0005, p. 13;
 - (iv) Dossier R-3891-2014, pièce B-0023, p. 1;
 - (v) Prix et quantités de puissance UCAP sur le NYISO

Préambule :

- (i) « En vertu de l'Entente avec TCE, le Distributeur pourra compter sur des livraisons d'électricité garantie durant un maximum de 300 heures par hiver. L'énergie produite au cours des 100 premières heures est rémunérée à travers la prime fixe, alors que pour celle produite au cours des 200 heures suivantes s'ajoutent des frais de nnnnnnnnn ».
- (ii) « Le coût total du projet pour la portion fixe est évalué à 51 \$/kW-an (annuité croissante), soit nnnnnnnnn pour les coûts fixes de TCE et nnnnnnnnn 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-an.

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 ».

(iii) Tableau A-1 : Frais fixes annuels prévus aux ententes

(iv) « *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 \$CA/kW/mois ».

(v) http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/icap/index.jsp

Demandes :

5.1 Considérant que les coûts et frais indiqués aux références précédentes sont en \$/kW-an, veuillez préciser si des livraisons de puissance ou d'énergie auront lieu à l'extérieur des mois d'hiver.

Réponse :

1 **L'Entente avec TCE permet de garantir des livraisons afin de répondre à la**
2 **croissance des besoins de pointe en période d'hiver, de même qu'à des aléas**
3 **de la demande (principalement climatiques). L'Entente avec Gaz Métro**
4 **garantit un approvisionnement en gaz naturel pour des livraisons de**
5 **100 heures par hiver. Entre 100 et 300 heures par hiver, les livraisons de la**
6 **centrale de TCE sont garanties. Toutefois, le recours à la centrale de TCE au-**
7 **delà de la centième heure sera tributaire, entre autres, du coût du gaz naturel**
8 **sur le réseau de Gaz Métro.**

9 **Au-delà des 300 heures et durant l'été, la centrale de TCE pourrait livrer de**
10 **l'électricité sur une base non ferme.**

5.2 Veuillez préciser et justifier le taux de l'annuité croissante utilisée pour le calcul des frais fixes annuels prévus aux ententes.

Réponse :

11 **Le Distributeur a utilisé le taux d'actualisation de la décision D-2015-018² de la**
12 **Régie, soit 5,651 %.**

² Paragraphe 418.

5.3 En utilisant un format similaire au tableau de la référence (iii), veuillez calculer et présenter les coûts fixes, variables et totaux pour chacun des scénarios suivants :

- a) livraisons durant 200 heures;
- b) livraisons durant 300 heures.

Veuillez produire des versions non-confidentielles et confidentielles de vos réponses.

Réponse :

1 **Indépendamment du niveau des livraisons d'électricité de TCE, les coûts fixes**
2 **demeurent ceux présentés à l'annexe 1 de la pièce HQD-1, document 1**
3 **(B-0005) et couvrent une utilisation de 100 heures par hiver.**

4 **Le Distributeur évaluera l'opportunité de recourir aux livraisons de la centrale**
5 **de TCE au-delà de cent heures considérant les prix de marché de la molécule**
6 **et du transport de gaz naturel, de même que le coût des approvisionnements**
7 **alternatifs à sa disposition, notamment l'option d'électricité interruptible, les**
8 **500 MW acquis dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01, le contrat**
9 **cyclable de 250 MW et les achats d'énergie sur les marchés de court terme.**
10 **L'entente avec TCE prévoit des frais variables additionnels de ■■■ \$/MWh**
11 **(■■■ M\$ pour 200 heures et ■■■ M\$ pour 300 heures) et des frais de**
12 **redémarrage qui seront détaillés dans l'entente finale.**

5.4 Veuillez fournir, pour chacune des trois dernières périodes hivernales, les quantités acquises et les prix mensuels des enchères UCAP pour chaque mois, ainsi que le total pour la saison.

Réponse :

13 **Le Distributeur n'a pas accès aux enchères UCAP du NYISO puisqu'il faut être**
14 **à l'intérieur de la zone de contrôle pour avoir la possibilité de s'y procurer de**
15 **la puissance. Les tableaux R-5.4-A et R-5.4-B présentent les prix des encans**
16 **mensuels et saisonniers des trois derniers hivers :**

TABLEAU R-5.4-A
PRIX ENCANS MENSUELS NY ROS (\$US KW-MOIS)¹

	2013	2014	2015
Janvier	0,92 \$	3,59 \$	3,50 \$
Février	0,92 \$	3,36 \$	3,44 \$
Mars	0,69 \$	2,60 \$	2,19 \$
Décembre	2,64 \$	2,89 \$	n/d

¹ Les prix correspondent aux résultats de l'encan du mois de novembre pour l'hiver suivant

TABLEAU R-5.4-B
PRIX ENCANS SAISONNIERS NY ROS (\$US KW-MOIS)²

Hiver 2012-2013	0,82 \$
Hiver 2013-2014	2,58 \$
Hiver 2014-2015	2,90 \$

² Résultats du « strip auction » pour la saison d'hiver (novembre à avril)

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 :

1 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 \$

5.6 Veuillez expliquer les écarts entre les prix observés dans les résultats des enchères mensuelles UCAP et le prix de la puissance acquise par le Distributeur dans le cadre de ses appels d'offres, pour chacune des trois dernières périodes hivernales.

Réponse :

2 **Plusieurs facteurs peuvent expliquer les écarts de prix observés entre les prix**
 3 **de références des enchères mensuelles UCAP du NYISO et les prix de la**
 4 **puissance acquise par le Distributeur, notamment :**

- 5 • un nombre de participants aux enchères sur le marché du NYISO
- 6 • beaucoup plus élevé que dans le cadre des appels d'offres du
- 7 • Distributeur ;
- 8 • capacité limitée des interconnexions ;

- 1 • le coût d'opportunité de certains fournisseurs, qui peut être basé sur
2 un marché de puissance où les prix sont plus élevés que ceux des
3 encans UCAP du NYISO (par exemple, le NEISO).

5.7 Veuillez décrire, en termes qualitatifs et quantitatifs, les avantages et inconvénients pour le Distributeur d'acquiescer de la puissance provenant uniquement de la Centrale de TCE plutôt que de la puissance UCAP ou que d'une combinaison des deux sources d'approvisionnement.

Réponse :

4 **Compte tenu de la croissance des besoins en puissance attendue au cours**
5 **des prochaines années, le Distributeur ne peut remplacer l'entente avec TCE**
6 **par de la puissance UCAP acquise sur les marchés de court terme.**

7 L'entente avec TCE permet au Distributeur de sécuriser un
8 approvisionnement en puissance de 570 MW à long terme à un coût fixe
9 beaucoup plus faible que celui d'un nouvel équipement de production
10 d'électricité pour des besoins de pointe et même pour la moitié du coût des
11 projets retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01 (106 \$/kW-an). Le coût variable
12 est lui aussi significativement plus faible que si le Distributeur achetait le gaz
13 naturel sur les marchés durant cent heures de pointe en hiver (par opposition
14 à l'achat de gaz naturel liquéfié sur une base annuelle).

15 La puissance UCAP, parce qu'elle est acquise à court terme (volumes et prix
16 incertains), est plutôt un moyen de gestion des variations à court terme des
17 besoins.

18 Ces approvisionnements sont complémentaires.

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

6. **Références :** (i) Pièce B-0005, p. 8;
 (ii) Pièce B-0005, p. 10;
 (iii) Décision D-2014-086, dossier R-3875-2014, p. 14.

Préambule :

(i) « *Compte tenu de l'équilibre énergétique et de la nature de l'Entente avec TCE, les livraisons d'électricité en base de la Centrale ne devraient plus être requises avant l'échéance du Contrat, soit jusqu'en 2026. Toutefois, si le contexte devait changer de façon*

inattendue, l'Entente prévoit que la Centrale peut à nouveau alimenter le Distributeur selon les modalités prévues au Contrat. À cet effet, le Distributeur propose que le traitement réglementaire reflète l'Entente avec TCE et demande à la Régie de le dispenser de faire approuver annuellement la suspension de la Centrale. Il va de soi cependant que le Distributeur verra à faire approuver par la Régie le redémarrage en base de la Centrale, le cas échéant ».

(ii) « *Le coût total du projet pour la portion fixe est évalué à 51 \$/kW-an (annuité croissante), soit nnnnnnnnn pour les coûts fixes de TCE et nnnnnnnnn 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-an.*

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 ».

(iii) « *La Régie autorise donc la création d'un compte d'écart et ses modalités de disposition, afin d'y porter le montant comptabilisé à titre de passif lié à l'application de la norme IAS 39 aux amendements à l'Entente de suspension de 2009, y compris l'actualisation et les variations subséquentes de celui-ci.*

La Régie demande au Distributeur de fournir l'évaluation finale du montant constaté initialement dans le compte d'écart ainsi que le suivi de l'évolution du compte d'écart, sous pli confidentiel si nécessaire, à compter du prochain dossier tarifaire et des rapports annuels 2014 et suivants ».

Demandes :

6.1 Veuillez préciser si les coûts de la suspension annuelle des livraisons de la Centrale sont inclus ou non dans les coûts fixes et/ou variables des ententes présentées au dossier.

Réponse :

1 **Les coûts de suspension annuelle des livraisons de la Centrale ne sont pas**
2 **inclus dans les coûts des ententes. Les coûts des ententes avec TCE et Gaz**
3 **Métro sont à la marge des ententes existantes.**

6.2 Considérant la réponse à la question précédente, veuillez préciser si la pratique de récupération des coûts associés à la suspension annuelle des livraisons de la Centrale, par l'entremise d'un compte d'écart, est maintenue ou non.

Réponse :

4 **Comme mentionné dans le cadre du dossier R-3927-2015³, l'analyse des**
5 **impacts comptables des modifications apportées aux différentes ententes et**

³ Voir la réponse à la question 2.3 de la demande de renseignement n° 1 de la Régie à la pièce HQTD-2, document 1 (B-0011).

1 visant l'utilisation de la centrale de TCE en périodes de pointe est
2 actuellement en cours. L'impact sur le compte d'écarts du Distributeur n'a pas
3 encore été déterminé.

4 Toutefois, le Distributeur souhaite maintenir le principe actuel de récupération
5 des coûts sur une base annuelle, en fonction des factures reçues. Une
6 demande en ce sens sera déposée dans le dossier tarifaire 2016-2017.

6.3 Veuillez préciser les impacts comptables sur le compte d'écart du Distributeur des modifications apportées aux ententes.

Réponse :

7 Voir la réponse à la question 6.2.

6.4 Advenant que la prévision en puissance du Distributeur démontre qu'aucune puissance additionnelle ne sera nécessaire durant un hiver donnée, veuillez confirmer que le Distributeur devra néanmoins verser à TCE des frais mensuels.

Réponse :

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

7. Références : (i) Pièce B-0007, p. 2;
(ii) Pièce B-0005, p. 9.

Préambule :

(i) « **Obligations du Fournisseur. Clause 3. (e)** Fournir et livrer le gaz naturel vaporisé requis à un point de livraison à la Centrale de TCE à être convenu avec TCE et coordonner avec TCE et l'Acheteur la nomination et la livraison du gaz naturel à ce point de livraison. Le point de livraison présentement envisagé est la station de comptage actuelle à la Centrale de TCE, mais les Partie confirmeront le point de livraison avant la conclusion de l'Entente définitive ». [nous soulignons]

(ii) « Le GNL sera vaporisé dans le réseau de distribution en amont du point de mesurage de la Centrale. L'approvisionnement en GNL supplémentaire est également possible, sous réserve de la disponibilité de capacité de liquéfaction à l'Usine LSR. L'Entente prévoit en outre que le Distributeur peut valoriser tout GNL ou toute capacité de liquéfaction non utilisés ».

Demandes :

7.1 Veuillez préciser le point de mesurage de la Centrale relativement au point de livraison du réseau de distribution de Gaz Métro.

Réponse :

1 **Le point de livraison du gaz vaporisé sera le point d'interconnexion entre le**
2 **réseau existant de Gaz Métro et la canalisation mentionnée en réponse à la**
3 **question 7.2.**

7.2 Veuillez préciser si la canalisation entre la Centrale et l'unité de vaporisation envisagée est sujette aux tarifs réglementés de Gaz Métro.

Réponse :

4 **La canalisation reliant l'unité de vaporisation au réseau existant de Gaz Métro**
5 **ne sera pas assujettie aux tarifs réglementés de Gaz Métro. Cependant, les**
6 **coûts d'interconnexion et de mesurage encourus par Gaz Métro seront**
7 **récupérés auprès du Distributeur.**

8. **Références :** (i) Pièce B-0007, p. 3-4;
(ii) Décision D-2014-065, dossier R-3837-2013, p. 7.

Préambule :

(i) « *Les parties conviennent de collaborer à travers une solution règlementaire (tarifaire) optimale pour l'Acheteur pour tenir compte notamment du fait que 1) le Tarif de « distribution » de gaz naturel est chargé à deux reprises dans la chaîne d'approvisionnement de la Centrale de TCE et que ii) le volume souscrit de TCE au tarif de distribution D4 demeurera à 75% du niveau contractuel initial* ».

(ii) « *[18] Un dernier élément porte sur la migration à Dawn au 1er octobre 2015 et son impact sur le tarif de transport de Gaz Métro. Le Distributeur mentionne qu'il présentera, dans le dossier tarifaire 2015, la suite de ses réflexions sur les impacts de ce déplacement. Les obligations minimales annuelles (OMA) de transport feront assurément partie de ces réflexions qui porteront, par le fait même, sur l'établissement de l'OMA pour les clients aux tarifs de distribution D3 et D4* ». [nous soulignons]

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer pourquoi et démontrer comment le tarif de « distribution » de gaz naturel est chargé à deux reprises dans la chaîne d'approvisionnement de la Centrale, tout en précisant les parties de l'Entente de principe en lien avec cette affirmation.

Réponse :

1 Le gaz naturel sera distribué par Gaz Métro à Gaz Métro GNL, le propriétaire
2 du liquéfacteur en construction. Il sera alors liquéfié, transporté sur un site
3 d'entreposage et entreposé à la demande d'Hydro-Québec, puis réinjecté dans
4 le réseau de distribution pour être à nouveau distribué par Gaz Métro à TCE.
5 Cette chaîne d'approvisionnement ne devrait pas générer deux revenus de
6 distribution. Une double tarification irait à l'encontre du principe du timbre-
7 poste selon lequel le tarif de distribution devrait être le même
8 indépendamment de la localisation du client et des actifs de distribution
9 requis pour acheminer le gaz naturel à un consommateur.

8.2 Dans le contexte du déplacement de la structure d'approvisionnement de Gaz Métro
à Dawn, veuillez indiquer si le volume souscrit de TCE est sujet à modification à la
suite des récentes réflexions portant sur l'établissement de l'OMA pour les clients aux
tarifs de distribution D3 et D4 et les modifications inhérentes aux conditions de
services et tarifs du Fournisseur à cet égard. Veuillez élaborer.

Réponse :

10 La référence (i) du préambule fait référence à l'article 16.3.5.1 sur la « Révision
11 du volume souscrit » des *Conditions de service et tarif* de Gaz Métro (CST), à
12 laquelle TCE est assujettie pour le service de distribution.

13 La référence (ii) du préambule fait toutefois référence à l'article 13.1.3 des CST
14 sur l'« Obligation minimale annuelle (OMA) » à laquelle TCE est assujettie
15 pour le service de transport.

16 Les possibles changements présentement analysés à l'article 13.1.3 sont
17 indépendants des règles applicables au volume souscrit en distribution. Ce
18 dernier n'est donc pas sujet à modification.

9. Références : (i) Pièce B-0007, p. 3;
 (ii) Pièce B-0007, p. 3;
 (iii) Pièce B-0007, p. 4.

Préambule :

(i) « **Autres fournisseur 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 ».

(ii) « **Autres fournisseur de gaz de réseau.** L'Entente définitive précisera également que, sur la demande de l'Acheteur, Gaz Métro identifiera des fournisseurs de gaz naturel et ou de capacité de transport pouvant fournir du gaz naturel (gazeux) à l'Acheteur afin d'alimenter la Centrale de TCE à partir de la Date du début des livraisons, notamment afin de répondre aux besoins en gaz naturel associés aux tests annuels de la centrale de TCE (généralement effectués à l'automne) et au test de mise en route ainsi qu'à des fins de pré-chauffage de la Centrale de TCE. L'Acheteur achètera lui-même le gaz naturel et le transport pour les fournir à la Centrale de TCE ». [nous soulignons]

(iii) « **Défaut de livrer.** Si le Fournisseur n'est pas en mesure de livrer à la Centrale de TCE le gaz naturel conformément aux modalités prévues à l'article 3, alors, à moins que le Fournisseur parvienne à substituer entièrement des livraisons de gaz naturel à partir du GNL par des livraisons de gaz naturel à partir du réseau de distribution de Gaz Métro (sans augmentation de Prix), le Fournisseur devra payer des dommages-liquidités à l'Acheteur [...] ».

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer si le Fournisseur pourra proposer à l'Acheteur de fournir le GNL requis par TCE pour des motifs autres que « *disponible[s] et économiquement avantageux pour lui* », tels que des motifs opérationnels par exemple.

Réponse :

1 **Le Fournisseur pourrait proposer à l'Acheteur un autre fournisseur de GNL**
2 **pour des raisons opérationnelles, dans la mesure où cette alternative est**
3 **disponible et économiquement avantageuse pour lui.**

9.2 À la référence (iii), il est indiqué que le Fournisseur peut substituer les livraisons prévues de GNL par des livraisons de gaz naturel de réseau s'il n'est pas en mesure de livrer à la Centrale. Dans ce cas, veuillez indiquer si la clause citée à la référence (i) peut s'appliquer.

Réponse :

4 **Le Fournisseur pourrait proposer à l'Acheteur un autre fournisseur de GNL**
5 **avant de substituer les livraisons prévues de GNL par du gaz de réseau.**

9.3 Veuillez préciser si la clause citée à la référence (ii) est conditionnelle ou non à la disponibilité du Fournisseur à fournir le gaz naturel et/ou la capacité de transport requis à la demande de l'Acheteur.

Réponse :

6 **La clause de la référence (ii) n'est pas conditionnelle à la disponibilité du**
7 **Fournisseur de fournir la molécule et le transport. Sur demande de l'Acheteur,**
8 **Gaz Métro identifiera des fournisseurs potentiels de gaz naturel et de**
9 **transport.**

- 9.4 Pour le Distributeur, veuillez élaborer sur les conditions d'achat et les risques associés aux coûts de gaz naturel et de capacité de transport provenant d'autres fournisseurs de gaz de réseau selon la référence (ii).

Réponse :

Le Distributeur jugera de l'opportunité de recourir aux livraisons de la centrale de TCE au-delà de 100 heures considérant notamment les conditions de marché du gaz naturel et les autres moyens à sa disposition.

Voir également la réponse à la question 5.3.

ANNEXE A :

**LETTRE D'ENTENTE ENTRE
LE DISTRIBUTEUR ET LE PRODUCTEUR**

Le 22 mai 2015

Monsieur Richard Cacchione
Président d'HQ Production
18^e étage
75, boulevard René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Direction générale
22^e étage
75, boulevard René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Tél. : 514 289-5334
Télec. : 514 289-5318
richard.daniel@hydro.qc.ca

**Objet : Centrale de TransCanada Energy à Bécancour
Livraison d'électricité à Hydro-Québec Production**

Monsieur Cacchione,

Hydro-Québec (HQ) et TransCanada Energy Ltd. (TCE) ont conclu un *Memorandum of Understanding* (l'Entente TCE) par lequel HQ peut acheter de l'électricité produite à la centrale de TCE située à Bécancour pour une durée de 300 heures par hiver, jusqu'au 30 novembre 2036. La centrale de TCE pourrait produire durant plus de 300 heures par année sous certaines conditions.

HQ et Gaz Métro GNL, S.E.C. (GM) ont conclu une *Entente de principe* (l'Entente GM) par laquelle HQ s'engage à acheter du gaz naturel liquéfié (GNL) afin d'approvisionner en gaz naturel la centrale de TCE à Bécancour pour produire de l'électricité durant 100 heures par hiver, jusqu'au 30 novembre 2036. HQ peut également augmenter les livraisons de GNL ou s'approvisionner en gaz de réseau, sujet à certaines conditions, afin de produire de l'électricité durant plus de 100 heures par année.

Ces ententes sont avantageuses pour le Québec et pour Hydro-Québec, notamment puisqu'elles permettront d'accroître la fiabilité de la zone de contrôle en ajoutant 570 MW au bilan en puissance d'Hydro-Québec. Elles permettront également de mettre à contribution la centrale de Bécancour à un coût inférieur à celui d'autres moyens qui pourraient être installés dans la zone de contrôle.

Si la Régie de l'énergie n'approuve pas la durée de 20 ans proposée pour l'Entente TCE et l'Entente GM, mais approuve une période de 10 ans se terminant à l'expiration du contrat d'approvisionnement en 2026 :

1. Les droits et engagements contractuels d'HQ en vertu de l'Entente TCE et de l'Entente GM pour la période se terminant le 16 septembre 2026 seront attribués à HQD; et
2. Les droits et engagements contractuels d'HQ en vertu de l'Entente TCE et de l'Entente GM pour la période débutant le 17 septembre 2026 et se terminant le 30 novembre 2036 seront attribués à HQP.

Je vous prie de me retourner votre acceptation signée à l'endroit indiqué.

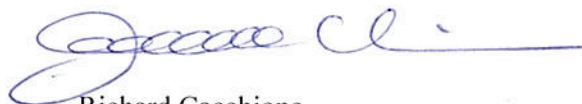
Nous vous prions de recevoir, Monsieur Cacchione, l'expression de nos sentiments distingués.

Le président – Hydro-Québec Distribution,



Daniel Richard

Lu et accepté le 18 mai 2015



Richard Cacchione
Président d'Hydro-Québec Production