

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°1 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'Ontario<sup>1</sup>;
  - (iii) Pièce B-0005, p. 5.

**Préambule :**

(i) *« 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 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).

---

<sup>1</sup>

[http://www.lapresse.ca/actualites/national/2014/11/21/01-4821284-ontario-et-quebec-ententes-sur-lechange-denergie-et-la-francophonie.php?utm\\_categorieinterne=traffidriviers&utm\\_contenuinterne=cyberpresse\\_BO2\\_quebec\\_canada\\_178\\_accueil\\_POS4](http://www.lapresse.ca/actualites/national/2014/11/21/01-4821284-ontario-et-quebec-ententes-sur-lechange-denergie-et-la-francophonie.php?utm_categorieinterne=traffidriviers&utm_contenuinterne=cyberpresse_BO2_quebec_canada_178_accueil_POS4)

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.

- 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).
- (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.

- 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).

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.

- 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 ¢/m<sup>3</sup>, 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 ¢/m<sup>3</sup>.*

*Les coûts variables totaux atteindraient donc 30 ¢/m<sup>3</sup>, 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.

- 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 [REDACTED] ».

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

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

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.

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.

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.

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.

5.7 Veuillez décrire, en termes qualitatifs et quantitatifs, les avantages et inconvénients pour le Distributeur d'acquérir 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.

- 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 [REDACTED] pour les coûts fixes de TCE et [REDACTED] 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'écarts 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'écarts ainsi que le suivi de l'évolution du compte d'écarts, 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.
- 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.
- 6.3 Veuillez préciser les impacts comptables sur le compte d'écart du Distributeur des modifications apportées aux ententes.
- 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.

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

- 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.
- 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.

- 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.
- 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.
- 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.
- 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).