

Demande de renseignements no.1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

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

I. ANALYSE DES BESOINS D'APPROVISIONNEMENT EN PUISSANCE À LA POINTE DU RÉSEAU ET MISE À JOUR DU BILAN DE PUISSANCE

Références

- i. R-3925-2015, B-005, HQD-1, doc. 1, p. 5, Tableau 1
- ii. R-3864-2013, D-2014-205, p. 54, Tableau 9, Bilan en puissance modifié
- iii. R-3905-2014, D-2015-018, par. 1037 :

[1037] La Régie partage l'interprétation du Distributeur à l'effet qu'un rabais de 20 % ne sera consenti que s'il permet d'attirer un investissement significatif, représentant un potentiel d'ajout net de nouvelles charges. Ce rabais doit jouer un rôle déterminant dans la décision d'investir au Québec pour des entreprises à haut seuil d'intensité énergétique. Le but du tarif est de contribuer au développement économique, en attirant des entreprises dans de nouveaux secteurs d'activité afin de diversifier la base de clients du Distributeur. (Notre souligné)

Préambule

Le GRAME souhaite vérifier, si depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement et du bilan en puissance modifié (Réf. ii), des besoins additionnels en puissance ont été notés par le Distributeur résultant notamment de l'offre tarifaire pour le développement économique pour les surplus énergétiques (Tarif de développement économique). Rappelons que les clauses proposées par le Distributeur et approuvées par la Régie visent l'adhésion d'entreprises à haut seuil d'intensité énergétique.

Demandes

- 1.1** (Références i. et ii.) Le tableau 1 (Bilan en puissance, selon l'état d'avancement 2014) indique que les besoins à la pointe se sont accrus (entre 388 MW et 176 MW)

entre 2014 et 2020 en comparaison avec le Tableau 9 (Bilan en puissance modifié).
Veuillez expliquer votre prévision à la hausse des besoins à la pointe pour les
années 2014-2015, 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019 et 2019-2020 ?

- 1.2** (Référence iii.) Compte tenu de l'offre de rabais tarifaire pour l'ajout net de nouvelles charges ciblant les entreprises à haut seuil d'intensité, pourriez-vous indiquer si, à ce jour, le Distributeur a entrepris des discussions avec des clients potentiels pour cette offre de rabais tarifaire ?
- 1.3** Pourriez-vous indiquer si, à ce jour, le Distributeur envisage que de tels investissements soient réalisés sur la durée du plan d'approvisionnement ?
- 1.3.1** Si oui, veuillez préciser les besoins en puissance à la pointe que cela pourrait représenter ?
- 1.3.2** Si non, veuillez indiquer pourquoi le tarif de développement économique ne suscite pas d'intérêt de la part d'investisseurs et préciser si le Distributeur compte analyser l'option et en modifier les paramètres pour favoriser l'écoulement de ses surplus énergétiques ?

II. DISPONIBILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

Références

- i. R-3864-2013, D-2014-205, par 224

[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.**

- ii. R-3925-2015, B-005, HQD-1, doc. 1, p. 6 et 7

« 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 ».

- iii. R-3925-2015, B-005, HQD-1, doc. 1, p. 5

« Le recours aux interconnexions étant planifié pour une utilisation maximale de leur disponibilité, le Distributeur cherche des moyens au-delà des appels aux réseaux voisins pour équilibrer son bilan. »

- iv. R-3864-2013, D-2014-205, p. 54, Tableau 9, Bilan en puissance modifié

- v. R-3925-2015, B-005, HQD-1, doc. 1, p. 5, Tableau 1

Demandes

- 2.1** Vous indiquez (Réf. iii.) que le recours aux interconnexions est planifié pour une utilisation maximale de leur disponibilité. Compte tenu de l'entente d'échange de capacité avec l'Ontario, veuillez mettre à jour le tableau des disponibilités en puissance pour la contribution des marchés de court terme sur la durée du Plan d'approvisionnement ?
- 2.2** Concernant la contribution des marchés de court terme, le tableau 9 (réf iv.) indique une contribution des marchés de court terme de 1 500 MW à partir de 2017-2018. Pourriez-vous estimer le coût moyen en puissance de ces contributions sur la durée du plan d'approvisionnement, les comparer avec le coût évité estimé en puissance à la pointe pour ces années et présenter les résultats sous forme de tableau ?

2.3 Concernant l'appel d'offres en puissance de 500 MW (Réf. i. et v.), vous indiquez l'année 2018-2020 comme étant l'année où la livraison de 500 MW est attendue. Pouvez-vous confirmer qu'il pourra y avoir 500 MW de livré en 2018-2019 ?

2.3.1 Pourrait-il y avoir moins de 500 MW de livré en 2018-2019 ?

2.3.2 Serait-il possible d'avoir une livraison partielle de 500 MW dès 2017-2018 ?

III. PÉRIODE D'ENGAGEMENT DE 20 ANS

Références

i. R-3925-2015, B-0006, HQD-1, doc. 2, Protocole d'entente entre Hydro-Québec et Transcanada Energy Ltd., art. 20, al. 4

ii. R-3925-2015, B-0006, HQD-1, doc. 2, Protocole d'entente entre Hydro-Québec et Transcanada Energy Ltd., art. 17, al. 2, par b, (ii) :

«b) if the Régie does not approve the Term but rather approves a term wich expires on the same date as the ESC Term, wich ESC Term shall not be extended by the Parties, then the Parties agree to execute the Definitive Agreement and agree that:

(i) [...]

*(ii) for the period between the expiration of the ESC Term and the expiry of the Term (the **Final Period**), the Purchaser will delegate and allocate the responsibility of, and allocate to Hydro-Québec Production, another division of the Purchaser, all rights and obligations under the Definitive Agreement existing or arising in the Final Period.»*

iii. Décision D-2010-109

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

iv. Décision D-2014-205

« [196] La Régie constate que le Distributeur n'a pas inclus de contribution de la centrale de TCE à son bilan en puissance. Elle juge que cette contribution pourrait avoir un impact significatif sur ce bilan. Elle demande donc au Distributeur de l'informer de l'évolution des discussions en cours avec TCE dans l'état d'avancement 2015, ou avant si une entente était conclue. »

v. R-3925-2015, B-006, page 3

The Parties subsequently entered into a series of agreements regarding the suspension of electricity production at the Power Plant under the ESC, including that certain Agreement Respecting the Temporary Suspension of Electricity Production at the Bécancour Generating Station between the Parties dated June 29, 2009, as amended by the Amendment Agreement by and between the Parties dated December 20, 2013, as approved by the Régie de l'énergie (the "Régie") by Decision D-2014-086 dated May 27, 2014 (hereafter referred to collectively as the "Suspension Agreement");

Préambule

Le protocole d'Entente prévoit que si la Régie n'approuvait pas le terme de l'Entente tel que prévu jusqu'en 2036 et décidait que le terme de l'Entente serait plutôt celui du contrat initial (2026), les parties pourraient exécuter l'Entente jusqu'en 2026 et Hydro-Québec transférerait les droits et obligations découlant de l'entente à Hydro-Québec Production (Réf. i.) à partir de la fin du contrat initial jusqu'à la fin de l'Entente en 2036.

Demandes

- 3.1** Dans l'éventualité référée en préambule, est-ce que le Distributeur prendrait automatiquement un engagement avec Hydro-Québec Production à partir de 2026, ou devrait retourner en appel d'offres pour obtenir la puissance découlant de l'Entente à la hauteur de 500 MW ?
- 3.2** Veuillez confirmer qu'Hydro-Québec Production (réf. ii.) a donné son accord pour le transfert des droits et obligations découlant de l'entente ?
- 3.3** Veuillez préciser si le Contrat initial d'approvisionnement daté du 10 juin 2003 découlant de l'appel d'offre A/O 2002-02, qui a fait l'objet de plusieurs ententes de suspensions pour la production (réf. v.), la dernière en date du 27 mai 2014, permettra de réduire les frais de suspension additionnels pour les années subséquentes à celles couvertes par la décision D-2014-086 ?¹

¹ [37] La Régie tient compte de la probabilité élevée que le Distributeur ait à faire face à des surplus d'électricité jusqu'au terme prévu au Contrat. Dans ce contexte, la Régie est d'avis que les conditions de suspension de livraison d'électricité de la centrale établies par l'Entente sont plus avantageuses que celles actuellement en vigueur. La Régie approuve donc l'Entente intervenue le 20 décembre 2013 entre le Distributeur et TCE ainsi que la prolongation de la suspension de la production d'électricité de la centrale de TCE pour l'année 2018.

- 3.3.1** Si oui, veuillez préciser l'ordre de grandeur de ces économies sur une base annuelle ?
- 3.3.2** Si non, veuillez expliquer en quoi la nouvelle Entente ne constitue pas un nouveau contrat nécessitant un nouvel appel d'offres ?

IV. AVANTAGE ENVIRONNEMENTAL COMPARATIF

Références

- i. R-3925-2015, B-007, HQD-1, doc. 3, Entente de principe entre Hydro-Québec et Gaz Métro GNL, S.E.C., art. 11, par. a), sous-par. i :

«11. **Prix [...]**

a) Composantes variables:

- i) prix pour la fourniture, le transport, la compression, la distribution (sous réserve de l'article 8), le SPEDE et l'équilibrage du gaz naturel en vue de sa liquéfaction prévu par les tarifs adoptés par la Régie, tels que ceux-ci peuvent être modifiés de temps à autre (présentement estimé à 24¢/m3 gazeux pour mars 2015) ; et» (notre souligné)
- ii. R-3864-2013, D-2014-205, p. 54, Tableau 9, Bilan en puissance modifié

Demandes

- 4.1** Veuillez préciser les coûts estimés moyens annuels du SPEDE associés aux quantités (MW) d'approvisionnement en puissance des marchés de court terme identifiés au Tableau 9 (bilan en puissance modifié) et cela pour chaque année du plan d'approvisionnement. Puis, pourriez-vous comparer le coût estimé de l'accès à 500 MW de puissance pour la centrale de TCE ?
- 4.2** Si non, bien qu'il faille établir une correspondance entre la quantité de GNL utilisée, et celle des autres types de ressources énergétiques sur les marchés de court terme, pourriez-vous nous indiquer si cela peut être avantageux économiquement ?