

PAR COURRIEL

PAR MESSAGERIE

Québec, le 25 juillet 2016

Monsieur Richard Lagrange
Hydro-Québec
Complexe Desjardins, Tour Est
24^e étage, C.P. 10000, succursale Place Desjardins
Montréal (Québec) H5B 1H7

**Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à
Bécancour**

Monsieur,

En référence au dossier mentionné, la commission du BAPE, chargée de l'étude de ce dossier, vous soumet les questions suivantes :

Question 1

Au tableau 3, page 9, du document Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance Réseau intégré¹, on peut voir que plusieurs mesures exclues du PTÉ comportent un coût en \$/KW/hiver inférieur au coût de 106 \$/kW/an du dernier appel d'offres de 500 MW et que ces mesures totalisent un potentiel de réduction des besoins en puissance de 2 670 MW (chauffe-eau – contrôle à distance, biénergie additionnelle – plex, uni, PAC appoint – gaz).

De plus, deux autres mesures exclues du PTÉ dans ce rapport de 2012 (gestion des points de consigne – plinthes et chauffe-eau à stockage accru – contrôle) ayant un coût en \$/kW/hiver à peine supérieur (112 et 115 \$/kW respectivement) au prix du dernier appel d'offres de puissance (106 \$/kW) totalisent un potentiel de réduction des besoins en puissance de 3 130 MW.

- 1.1** Parmi l'ensemble des mesures incluses dans le PTÉ reconnu au rapport de 2012, lesquelles ont été déployées au cours des 4 dernières années et quelle portion de

1. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

leur potentiel en réduction de puissance (pour chacune d'elles) a été réalisé jusqu'à présent ?

- 1.2** Pourquoi Hydro-Québec n'a-t-elle pas réalisé, au cours des quatre dernières années, les mesures (incluses ou exclues) qui comportaient un coût inférieur à celui de son dernier appel d'offres en puissance ?
- Qu'est-ce qui freine le déploiement de ces moyens?
 - Dans les quatre prochaines années, quels sont les objectifs visés pour ce type de mesures?
- 1.3** Certaines des mesures de réduction des besoins en puissance qui étaient exclues du PTÉ reconnu en 2012 avaient un coût inférieur ou équivalent au prix payé dans le dernier appel d'offres de 500 MW.
- HQ Distribution a-t-elle amorcé leur déploiement au cours des quatre dernières années ?
 - Quelle proportion, le cas échéant, a été réalisée?
 - Dans les quatre prochaines années, quels sont les objectifs visés pour ce type de mesures?

Question 2

Les prochaines questions réfèrent à votre document Comparaison des résultats réglementaires et des revenus requis reconnus pour l'année 2015 http://www.regieenergie.qc.ca/audiences/RappHQD2015/HQD-02-03_25avril16.pdf

- 2.1** Veuillez expliquer la révision à la baisse (prévision 2015 vs prévision 2014) des besoins en puissance pour les hivers 2015-2016 à 2018-2019 que l'on peut constater dans le rapport du NPCC tant pour le scénario de base que pour le scénario de forte croissance.
- 2.2** Veuillez expliquer la différence de croissance annuelle prévue des besoins en puissance entre le scénario de base du rapport du NPCC (0,2 %) et l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (0,82 %).
- 2.3** Veuillez expliquer pourquoi les besoins en puissance prévus diminuent à partir de l'hiver 2017-2018 dans le rapport du NPCC alors qu'ils continuent d'augmenter dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023.
- 2.4** Veuillez expliquer pourquoi le taux de la *réserve pour respecter le critère de fiabilité* augmente de l'hiver 2015-2016 (9,42 %) à l'hiver 2018-2019 (10,44 %) dans l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

Questions 3

Dans le résumé de votre étude d'impacts du projet de la TAG de Bécancour, publié en janvier 1991, Hydro-Québec écrivait à la page 8 : «Les équipements destinés à répondre aux besoins de pointe sont appelés à être exploités peu fréquemment au cours d'une année, les périodes de pointes étant rares et de courtes durée. Les équipements généralement utilisés pour répondre à ces besoins sont les centrales à turbines à gaz, les suréquipements de centrales hydro-électriques et les centrales de pompage.»

- 1) Lesquels de ces moyens sont actuellement utilisés par Hydro-Québec pour répondre à ses besoins de puissance en pointe?
- 2) Quelle proportion des besoins de puissance post patrimoniale ces moyens couvrent-ils?
- 3) Quel est le coût moyen du kW/h-an de chacun de ces moyens?
- 4) Quel a été le coût moyen de construction pour la mise en place des infrastructures nécessaires à chacun de ces moyens?
- 5) Pourquoi ces moyens n'ont-t-ils pas été retenus pour rencontrer les récents besoins en puissance?

Question 4

Veillez remplir le tableau suivant :

* coûts fixes :

| | Utilisation nulle (0 heures) | Utilisation 1 à 100 heures | | Utilisation De 101 heures à 300 heures | |
|--|---------------------------------|-------------------------------|------------------------------|--|------------------------------|
| | Coûts totaux (fixes)* | Coûts fixes \$/kW/an | Coûts variables \$/kWh | Coûts fixes \$/kW/an | Coûts variables \$/kWh |
| <i>Projet GMSE-TCE</i> | TCE : ----- GMSE : | | | | |
| <i>Centrale TAG</i> | | | | | |
| <i>Appel d'offre de puissance de 2015 HQP (106 \$/kW-an)</i> | | | | | |

Dans l'éventualité où la centrale n'est pas utilisée à pleine puissance, quel sera l'impact sur les coûts fixes et variables ? Sont-ils les mêmes que lors d'une utilisation à pleine puissance ?

Si non, veuillez donner un exemple de calcul, ex : utilisation de la centrale à 50 % de sa puissance, durant 50 heures et utilisation de la centrale à 100 % de sa capacité durant une autre 50 heures. Les coûts fixes seront-ils les mêmes que lorsque la centrale est utilisée à 100 % de la sa puissance durant 100 heures ?

Question 5

Quels sont, à ce jour, les projets hydroélectriques projetés d'ici 15 ans

- Préciser la date d'entrée en fonction, la puissance et l'énergie anticipées.

Question 6

Quelle est la capacité totale des interconnexions avec les territoires voisins (USA, Ontario, Labrador, Provinces maritimes, autres) ?

- Préciser le nom de chaque territoire et la capacité d'importation de puissance en hiver ;

Question 7

Pouvez-vous fournir à la commission une version en français de la communication suivante : <http://www.camput.org/wp-content/uploads/2016/05/Session-10-Richard.pdf>

- Expliquer pourquoi la production anticipée de la centrale TCE n'y figure pas.

Question 8

Dans le communiqué de presse d'Hydro-Québec du 16 juin 2015, la société d'État précisait qu'Hydro-Québec Distribution avait retenu les trois soumissions d'Hydro-Québec Production pour un total de 500 MW dans le cadre de l'appel d'offres du 4 mars 2015. On y précisait que : «Le prix moyen de la puissance garantie des soumissions retenues est de 106,00 \$/kW/an et le prix moyen de l'énergie associée des soumissions retenues est de 6.0 ¢/kWh.»

Compte tenu du fait que le prix serait de 55 \$/kW/an dans le projet soumis à la commission, soit près de la moitié, quel serait le prix moyen de l'énergie associée à ce projet ?

Question 9

Veillez déposer les accords intergouvernementaux et internationaux auxquels vous faites référence dans votre politique : Nos acquisitions de biens meubles et de services et les conditions de contrats.

Afin de faciliter le suivi et le repérage de l'information, bien vouloir reprendre le libellé de chaque question avant d'y ajouter votre réponse. Une réponse rapide de votre part serait appréciée, soit d'ici le 27 juillet prochain.

Nous vous remercions de l'attention que vous porterez à cette demande et vous prions d'agréer, Monsieur Lagrange, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Lynda Carrier
Coordonnatrice du secrétariat de la commission