

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À
HYDRO-QUÉBEC (LE DISTRIBUTEUR) SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

GESTION DES RISQUES

1. Référence : Pièce [B-0009](#), p. 61.

Préambule :

« 1. RISQUES LIÉS AUX FLUCTUATIONS DE LA DEMANDE

[...] Par ailleurs, le Distributeur reste vigilant quant aux changements structurels que pourrait engendrer l'émergence de nouvelles technologies sur les approvisionnements, par exemple en matière de stockage et d'intégration de la production d'énergie renouvelable chez la clientèle. »

Demande :

1.1 Veuillez élaborer sur les moyens concrets entrepris par le Distributeur afin de suivre l'évolution des technologies, tel qu'évoqué en référence.

**PRÉVISION DE LA DEMANDE ET
GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE**

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), pages 10 et 13;
 - (ii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0004](#), pages 2 et 3;
 - (iii) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0010](#), page 12;
 - (iv) Dossier R-4000-2017, pièce [B-0010](#), pages 7 et 9;
 - (v) [Options d'électricité interruptible](#).

Préambule :

(i) Le Distributeur présente aux tableaux 1 et 2 déposés le 1^{er} novembre 2016, ses prévisions de ventes d'énergie et des besoins de puissance à la pointe.

(ii) « *Le Programme vise à offrir un appui financier aux clients du Distributeur afin de convertir à l'électricité leurs équipements fonctionnant à partir d'un combustible fossile admissible.*

Tous les clients commerciaux, institutionnels et industriels dont les bâtiments sont situés au Québec peuvent soumettre des projets de conversion à l'électricité. Les clients possédant des

immeubles résidentiels de type multilocatif ou de condominiums assujettis au tarif D avec appel de puissance sont également admissibles.

Tous les équipements électriques servant à remplacer un équipement consommant du mazout ou du propane sont admissibles. »

L'objectif annuel du Programme ainsi que les dépenses envisagées sont :

Année	2017	2018
Nouvelles ventes annuelles	68 GWh	272 GWh
Budget d'appui financier (15 ¢/kWh)	10,2 M\$	40,8 M\$
Budget d'exploitation	217 k\$	507 k\$
Budget total	10,4 M\$	41,3 M\$

(iii) « *Le Programme se traduirait par un impact de l'ordre de 110 MW sur les besoins du Distributeur. Toutefois, le Distributeur encouragera fortement les clients à adhérer aux options de gestion de la pointe, permettant de limiter l'impact sur son bilan en puissance. »*

(iv) « *Tous projets visant des équipements fonctionnant au mazout léger, au mazout lourd ou au propane sont admissibles. Pour tout autre combustible fossile, la conversion doit être approuvée par le Distributeur. La conversion du gaz naturel vers l'électricité n'est pas admissible au Programme.*

Les projets doivent viser le remplacement de systèmes fonctionnels de production, transformation ou de chauffage utilisant un des combustibles fossiles mentionnés par des systèmes fonctionnant à l'électricité. [...]

De façon non exhaustive, les dépenses admissibles couvrent les coûts de matériel et de main-d'oeuvre pour, notamment :

- *les études de faisabilité ;*
- *les plans et devis ;*
- *les nouveaux équipements électriques installés, incluant les contrôles ;*
- *le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs, le cas échéant ; ... »*

(v) Sur son site web, le Distributeur présente les options d'électricité interruptible offertes à la clientèle moyenne puissance en complément de celles offertes à la grande entreprise ou du tarif bi-énergie offert au secteur résidentiel.

Demandes :

2.1 Veuillez indiquer si l'impact du programme commercial présenté aux références (ii) et (iii) a déjà été pris en compte dans les prévisions en référence (i). Si non, veuillez déposer

une mise à jour des besoins d'énergie et de puissance à la pointe résultant de ce programme.

- 2.2 Veuillez expliquer les hypothèses de clientèle participante et d'usages convertis soutenant l'impact à la pointe de 110 MW pour des ventes additionnelles de 340 GWh.
- 2.3 Veuillez expliquer comment le Distributeur pourra encourager fortement les clients à adhérer aux options de gestion de la pointe, permettant de limiter l'impact sur son bilan en puissance, s'il finance le démantèlement des équipements fonctionnant aux combustibles fossiles, y compris l'enlèvement des réservoirs.

RÉSEAUX AUTONOMES PRÉVISIONS DE LA DEMANDE EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE – GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), page 14;
 - (ii) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0043](#), pages 14;
 - (iii) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), page 21;
 - (iv) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), page 13.

Préambule :

- (i) « ... le Distributeur a mis en place des campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale dans tous les réseaux autonomes. »
- (ii) « Un sondage réalisé en 2016 révèle que les objectifs de la campagne de sensibilisation à la pointe hivernale ont été atteints. [...] En 2017, le Distributeur poursuivra ses campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale pour tous les réseaux autonomes. »
- (iii) « La croissance de la prévision en puissance à la pointe découle, quant à elle, de la croissance de la demande en énergie. »
- (iv) « ... l'analyse des profils de la demande en fonction des heures d'ensoleillement démontre que l'éclairage explique une large part de la charge additionnelle à la pointe d'hiver.

En outre, les habitudes saisonnières et la présence de chauffage d'appoint contribueraient également à l'occurrence de la pointe en hiver. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez expliquer comment les impacts de mesures de sensibilisation à la pointe ou de gestion de la demande à la pointe sont pris en compte dans la prévision de la demande de puissance à la pointe.

- 3.2 Veuillez préciser quels objectifs mentionnés en référence (ii) ont été atteints et leur impact sur la demande de puissance à la pointe.
- 3.3 Veuillez indiquer quelles sont les données, autres que la croissance de la demande en énergie, qui sont prises en considération par le Distributeur pour établir ses prévisions de la demande de puissance à la pointe.
- 3.4 Veuillez expliquer l'affirmation de la référence (iv) selon laquelle l'éclairage contribuerait à une large part de l'augmentation de la demande de puissance (en kW) à la pointe en hiver.
- 3.5 Veuillez élaborer sur les cibles de performance qui pourraient être élaborées pour mesurer les efforts du Distributeur en gestion de la demande de puissance à la pointe, par exemple en observant l'évolution relative des besoins de puissance et d'énergie de chacun des réseaux.
- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), page 7;
 - (ii) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), pages 13 et 14;
 - (iii) [D-2016-033](#), page 192, par. 727 et 728.

Préambule :

(i) « *De façon générale, par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023, la prévision des besoins est revue à la baisse pour chacun des territoires. Ces écarts découlent de perspectives démographiques moins favorables ainsi que d'une révision à la baisse des consommations unitaires. Les écarts de prévision sont présentés à l'annexe 2D.* »

(ii) « *... l'analyse des profils de la demande en fonction des heures d'ensoleillement démontre que l'éclairage explique une large part de la charge additionnelle à la pointe d'hiver.*

En outre, les habitudes saisonnières et la présence de chauffage d'appoint contribueraient également à l'occurrence de la pointe en hiver.

[...]

Dès 2014, le Distributeur entend travailler en étroite collaboration avec les organismes locaux pour établir un diagnostic complet des causes réelles de la consommation en 2e tranche et pour identifier rapidement les solutions susceptibles d'être implantées et acceptées par les communautés. »

(iii) « *[727] La Régie demande au Distributeur de poursuivre ses efforts auprès de la clientèle des réseaux autonomes, visant la réduction de la durée d'utilisation des chauffemoteur, en période de pointe notamment, et le déploiement de solutions pour éliminer le chauffage électrique des remises et des entrées de maison.*

[728] La Régie prend note des enquêtes et audits réalisés au Nunavik. Elle demande au Distributeur de continuer de collaborer avec les organismes responsables des factures d'électricité dans le but de trouver des solutions autres que l'électricité pour combler des besoins thermiques. Elle considère que le PUEÉRA doit permettre de compenser certains coûts défrayés par les usagers pour les solutions de rechange. La Régie réitère par ailleurs l'importance d'aider les responsables de la facture d'électricité à détecter quand il y a un dépassement de la 1re tranche de facturation à cause du chauffage électrique. »

Demandes :

- 4.1 Veuillez définir les consommations unitaires mentionnées en référence (i) qui ont été révisées à la baisse en précisant s'il s'agit de consommations par abonné, par type d'appareil ou par usage.
- 4.2 Veuillez expliquer à partir de quelles informations ou en fonction de quelles données ces consommations unitaires ont été révisées à la baisse.
- 4.3 Veuillez indiquer si les révisions à la baisse ont été appliquées uniformément sur la demande d'énergie et sur la demande de puissance à la pointe. Veuillez élaborer.
- 4.4 Veuillez indiquer si le Distributeur a procédé à une analyse des profils de la demande en fonction de la température au même titre qu'il l'a fait en fonction des heures d'ensoleillement. Si oui, veuillez les déposer. Si non, veuillez indiquer quand de telles analyses pourraient être déposées et préciser sous quelle forme ces analyses seraient effectuées et présentées.
- 4.5 Veuillez présenter l'impact des efforts du Distributeur visant à éliminer le chauffage électrique et quelle part il représente dans la réduction de la prévision des besoins pour chacun des territoires par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023.

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), page 7;
 - (ii) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), pages 19 à 23.

Préambule :

(i) « *De façon générale, par rapport au Plan d'approvisionnement 2014-2023, la prévision des besoins est revue à la baisse pour chacun des territoires. Ces écarts découlent de perspectives démographiques moins favorables ainsi que d'une révision à la baisse des consommations unitaires. Les écarts de prévision sont présentés à l'annexe 2D. »*

(ii) Réponses du Distributeur à la question 20, incluant notamment, le tableau R-20.3 *Croissance de la demande aux Îles-de-la-Madeleine* portant sur une analyse de la période de 2006 à 2012.

Demandes :

- 5.1 Veuillez présenter une mise à jour du tableau mentionné en référence (ii) en y ajoutant les données portant sur les années 2013 à 2015.
- 5.2 Le cas échéant, veuillez présenter une mise à jour des réponses du Distributeur mentionnées en référence (ii) ou des précisions que le Distributeur jugerait utile d'apporter, notamment sur sa réponse à la question 20.4, compte-tenu de données ou d'informations portant sur les années 2013 à 2015.

**RÉSEAUX AUTONOMES
COÛTS DE FOURNITURE – APPELS DE PROPOSITIONS**

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0011](#), page 77;
 - (ii) Dossier R-3756-2011, pièce [B-0005](#), pages 14 et 15;
 - (iii) Dossier R-3756-2011, pièce [B-0011](#), page 4;
 - (iv) Dossier R-3864-2013, pièce [B-0022](#), page 5;
 - (v) Pièce [B-0011](#), page 19.

Préambule :

(i) Le tableau 3C-1 montre que la centrale d'Akulivik offre un rendement de 3,67 kWh/litre. Il montre également que des centrales plus âgées, avec des groupes ayant un nombre d'heures d'utilisation également beaucoup plus important, comme celles de Aupaluk, Inukjuak, Kuujuarapik, Puvirnituk ou Salluit offrent des rendements supérieurs.

(ii) Le Distributeur explique que les groupes de la nouvelle centrale d'Akulivik « *seront plus performants que les groupes existants. En comparaison avec ceux de la centrale actuelle, les nouveaux moteurs permettront d'économiser annuellement de 60 000 (en 2016) à 108 000 litres (en 2036) de carburant diesel, selon la charge prévue, grâce à l'amélioration de leur rendement, lequel devrait passer de 3,53 à 3,76 kWh/litre. Cette amélioration du rendement énergétique permettra une réduction des gaz à effet de serre (GES) liés à la production d'électricité, d'environ 160 tonnes par an en 2016 jusqu'à environ 295 tonnes par an en 2036, de même qu'une réduction appréciable des autres polluants (CO, NOx, SOx, particules, COV). Sur la période 2016-2036, l'économie de carburant totalisera quelque 1,7 millions de litres, ce qui amènera des économies d'un peu plus de 3,5 M\$ (courants) et permettra d'éviter l'émission de plus de 4700 tonnes de GES.* »

Il ajoute que « *la consultation de la population et un souci d'économie d'énergie ont aussi favorisé que le concept de la centrale soit développé en fonction du regroupement de tous les services à l'intérieur d'un seul bâtiment.* »

(iii) « *le Distributeur choisit et vise à faire fonctionner les groupes de façon à minimiser leur consommation de carburant et leurs coûts d'entretien, et à en allonger la vie utile. En particulier, le Distributeur vise à faire fonctionner les diesels à l'intérieur d'une plage où le rendement est optimal.* »

(iv) « *Pour la centrale d'Akulivik, le Distributeur prévoit une amélioration de son rendement de plus de 6 % de 2012 à 2016.* »

(v) Le tableau 2A-1 présente les écarts entre la production et les ventes – 2015. Le réseau d'Akulivik a un écart entre la production et les ventes de 18,2 %. Pour l'ensemble des réseaux autonomes, cet écart est de 12,2 %.

Demandes :

6.1 Veuillez élaborer sur le constat de la référence (i).

6.2 Veuillez indiquer si l'amélioration, annoncée aux références (ii) et (iv), du rendement de la centrale d'Akulivik de 2012 à 2016 a été obtenue.

6.3 Veuillez indiquer comment le Distributeur entend améliorer le rendement de la centrale d'Akulivik.

6.4 Veuillez élaborer sur le constat de la référence (v).

6.5 Veuillez indiquer si l'écart entre la production et les ventes à Akulivik a diminué depuis la mise en service de la nouvelle centrale. Si non, veuillez élaborer.

7. **Référence :** (i) Pièce [B-0037](#), page 24;
(iii) Pièce [B-0010](#), page 6.

Préambule :

(i) « *En comblant en tout ou en partie les besoins du client, l'autoproduction peut contribuer à diminuer la production thermique d'électricité en réseau autonome. Les orientations émises dans le Plan Stratégique 2016-2020 témoignent de l'intérêt d'Hydro-Québec pour la production à partir de sources d'énergie propres et renouvelables.*

Quant à l'option de mesurage net, le Distributeur évaluera, à l'instar d'autres juridictions, la nécessité de l'ajuster pour refléter la juste valeur de l'électricité injectée tant sur le réseau intégré qu'en réseau autonome. »

(ii) Le Distributeur indique qu'il a « *développé un plan d'actions visant une conversion totale ou partielle des réseaux vers des sources d'énergie moins chères et ayant une empreinte*

environnementale plus faible. L'objectif est de procéder à des appels de propositions pour l'ensemble des réseaux d'ici 2020. Les projets potentiels devront s'avérer techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et être accueillis favorablement par les communautés ».

Demandes :

- 7.1 Veuillez préciser si la nécessité d'ajuster l'option de mesurage net « *pour refléter la juste valeur de l'électricité injectée tant sur le réseau intégré qu'en réseau autonome* » sera évaluée globalement sur l'ensemble des réseaux du Distributeur ou si les réseaux autonomes à centrale thermique seront évalués à part.
- 7.2 Veuillez indiquer si un projet comportant de multiples installations de production décentralisée par des systèmes similaires à ceux qui pourraient être admissibles à l'option tarifaire de mesurage net serait admissible à l'appel de propositions. Veuillez élaborer.

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0025](#);
 - (ii) Pièce [B-0010](#), pages 10 et 11;
 - (iii) <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1018766/technocentre-eolien-energies-renouvelables-solaire>

Préambule :

- (i) « *Pour évaluer les projets d'investissements, le Distributeur maintient que le coût évité est une balise pour identifier les projets susceptibles d'être analysés : Les projets retenus font l'objet d'une analyse économique détaillée, afin de déterminer la solution à moindre coût.* »
- (ii) « *D'une part, le Distributeur a lancé en 2016 une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) au réseau intégré d'Hydro-Québec. [...] D'autre part, le Distributeur prévoit lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse.* »
- (iii) « **CanmetÉNERGIE collaborera avec le Technocentre éolien pour évaluer le potentiel de l'énergie solaire pour les communautés éloignées du nord du Québec et du Nunavut.** L'étude permettra de vérifier quelle part d'énergie solaire pourrait être utilisée pour remplacer les énergies fossiles. [...] »

Demandes :

- 8.1 Veuillez expliquer comment le classement des projets potentiels pour un réseau donné et leur seuil de rentabilité selon la méthode du coût évité donnera le même résultat que leur classement après une analyse économique détaillée.
- 8.2 Considérant que le Distributeur a lancé dès 2016 l'étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) au réseau intégré d'Hydro-Québec, veuillez indiquer de combien de temps disposeront les promoteurs susceptibles de répondre à l'appel de propositions du Distributeur pour soumettre un projet alternatif.
- 8.3 Veuillez indiquer les mesures qu'entend prendre le Distributeur afin de permettre à des projets différents du raccordement envisagé d'être élaborés et présentés.
- 8.4 Veuillez préciser par quelle procédure le Distributeur entend t-il rendre public les données de base et la méthodologie d'évaluation des propositions.
- 9. Références :** (i) Pièce [B-0025](#);
(ii) Dossier R-3748-2010, décision [D-2011-162](#), page 103.

Préambule :

(i) Aux pages 12 et 13 du document en référence, le Distributeur présente les *Inconvénients de la méthode proposée* par le consultant ICF pour calculer les coûts évités de puissance en réseaux autonomes, appuyés par des exemples de cas typiques donnés en Annexe de cette présentation. Dans le tableau *Concordance avec les préoccupations de la Régie*, en page 14, le Distributeur oppose la méthode proposée par le consultant à la méthode actuelle qu'il propose de maintenir.

Enfin, dans ses recommandations, le Distributeur propose deux méthodes différentes selon que l'on évalue la rentabilité d'interventions en efficacité énergétique ou que l'on évalue des projets d'investissements.

(ii) « [375] *La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects.* »

Demande :

- 9.1 Veuillez indiquer ce qui différencie, au niveau de l'analyse de viabilité économique, une stratégie d'efficacité énergétique développée dans un réseau autonome sur un horizon de dix ans, d'un projet d'investissement de production dans ce même réseau.

10. Référence : Pièce [B-0010](#), pages 12 et 13-14.

Préambule :

« Le Distributeur procédera d'ici 2020 à des appels de propositions dans les autres réseaux. Les modalités de réalisation des projets doivent toutefois être précisées en collaboration avec les communautés concernées.

Toutefois, en ce qui concerne la conversion des autres réseaux du Nunavik, le Distributeur a proposé de regrouper les réseaux lors du lancement de l'appel de propositions, et ce, afin de susciter l'intérêt des promoteurs compte tenu de la faible dimension de plusieurs de ces réseaux. Présentement, le regroupement proposé est basé sur un découpage géographique (est/ouest), mais les discussions entreprises avec les parties prenantes pourraient amener à modifier le critère de découpage. »

Aux pages 13-14, le Distributeur précise que, sur la période du Plan, il *« maintient une stratégie intégrée visant à assurer la fiabilité à moindre coût des approvisionnements de chaque réseau, et ce, en tenant compte de l'ensemble des moyens de gestion dont il dispose du côté de la demande et de l'offre. Il priorisera d'abord les interventions en efficacité énergétique afin de réduire les besoins, puis il procédera, au moment opportun, au déploiement de moyens lui permettant de retarder l'implantation d'équipements de production permanents. »*

Demandes :

- 10.1 En matière d'approbation réglementaire, veuillez élaborer sur les distinctions faites par le Distributeur entre « les appels de propositions » et « les appels d'offre » dont il est question à l'article 74.1 de la LRÉ. Veuillez indiquer également le processus réglementaire qu'entend suivre le Distributeur pour faire approuver les termes et conditions des appels de propositions en réseau autonome, la méthodologie d'évaluation des propositions puis éventuellement l'approbation des contrats, en précisant les délais entre ces étapes.
- 10.2 Veuillez indiquer si les appels de proposition porteront à la fois sur des projets de centrale de production et sur des projets comportant, en tout ou en partie, des solutions de production décentralisée, d'options d'électricité interruptible ou de gestion de la demande, avec ou sans garantie de puissance.
- 10.3 Veuillez indiquer si une méthodologie d'évaluation des propositions a été conçue avant le lancement des appels de propositions. Si oui, veuillez la déposer. Si non, veuillez expliquer le processus d'appel de propositions.

11. Référence : Pièce [B-0010](#), pages 10 et 11.

Préambule :

Le Distributeur écrit à propos des Îles-de-la-Madeleine :

« D'une part, le Distributeur a lancé en 2016 une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules) au réseau intégré d'Hydro-Québec. Cet avant-projet a pour but de préciser le niveau des investissements qui serait requis pour réaliser un tel projet, lequel consisterait à relier deux circuits de câbles sous-marins à des postes convertisseurs qui seraient situés à Percé et à Cap-aux-Meules.

D'autre part, le Distributeur prévoit lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. À cet effet, une table d'échange, regroupant le Distributeur et des acteurs de la municipalité, a été mise en place dans le but de comparer d'autres solutions au raccordement ou au statu quo. Ces échanges débiteront en novembre 2016 et s'échelonneront jusqu'à la fin de 2017.

Durant cette période, la première étape de l'avant-projet de raccordement se poursuivra et devrait se terminer à l'automne 2017. Si les résultats sont concluants, le Distributeur débutera les travaux de la seconde étape.

Au terme de ces deux démarches, prévu à la fin de 2018, le Distributeur retiendra la meilleure source d'alimentation électrique sur les plans économique, environnemental et sociétal.» [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer à quelle date le Distributeur prévoit lancer l'appel de propositions et quand les résultats de celui-ci seront connus.

11.2 À propos de la phrase soulignée par la Régie dans le préambule :

- Veuillez préciser si le passage aux travaux de la seconde étape signifie le passage du stade d'étude d'avant-projet au stade d'étude de projet ou si l'avant projet est divisé en deux étapes. Le cas échéant, veuillez les décrire. Dans votre réponse, veuillez préciser ce qui distingue la deuxième étape des travaux de l'étude d'avant-projet du démarrage de l'étude de projet détaillée.
- Veuillez présenter et élaborer sur les critères qui permettront au Distributeur de juger que les résultats de la première étape de l'avant-projet de raccordement seront concluants.

- Le cas échéant, veuillez préciser si les résultats de l'appel de propositions feront partie des critères de décision permettant de passer à la deuxième étape de l'étude d'avant-projet.
- Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit passer à l'étude de projet de raccordement avant ou après les résultats de l'appel de propositions.

11.3 Veuillez préciser à quelle étape de l'avant-projet ou du projet de raccordement, le Distributeur prévoit déposer une demande d'autorisation d'investissement.

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0055](#), page 1-2;
 - (ii) [Tarifs de desserte maritime pour le Nunavik](#)¹;
 - (iii) Pièce [B-0055](#), page 1;
 - (iv) R-3864-2013, [Pièce B-0010](#), page 74

Préambule :

(i) « *Le Distributeur souligne en outre que le coût du combustible et de son transport constituent généralement une part importante des coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes. Ces coûts dépendent majoritairement de l'évolution des cours du pétrole et sont engagés par le Distributeur sur la base d'appels d'offres. Chaque réseau ayant ses particularités propres et ses contraintes, notamment en ce qui a trait à l'acheminement du combustible, de même qu'à l'âge et l'efficacité des équipements, la constatation d'un coût différent dans un réseau par rapport à un autre donnera peu d'indications sur l'optimalité des choix en matière d'approvisionnement ou de la qualité de la gestion des opérations.* »

¹ Document https://uploads.visionw3.com/sitefiles/arcticsealift.com/tarifs/nunavik_tarifs_2017.pdf consulté le 31 mars 2017

(ii) Le tableau suivant :



Tarifs de desserte maritime, saison 2017
 Service de ravitaillement du Nunavik

Port de chargement: Ste-Catherine, Québec, Canada

Les tarifs s'appliquent pour tous les villages du Nunavik, soit :

- | | | | |
|------------|-------------------|-----------------|------------|
| ❖ Akulivik | ❖ Kangiqsualujuaq | ❖ Kuujuaaraapik | ❖ Tasiujaq |
| ❖ Aupaluk | ❖ Kangiqsujaq | ❖ Puvirnituq | ❖ Umiujaq |
| ❖ Inukjuak | ❖ Kangirsuk | ❖ Quaqtuaq | |
| ❖ Ivujivik | ❖ Kuujuaq | ❖ Salluit | |

Cargo vers le Nord par tonne de 1,000 kg ou par 2.5 m ³	Transport vers le Nord, conteneur 20' standard tarif/unité	Cargo rétrograde par tonne de 1,000 kg ou par 2.5 m ³	Conteneur rétrograde 20' standard (plein) tarif/unité	Conteneur rétrograde 20' standard (vide) tarif/unité	Transport rétrograde barils vides & cylindres tarif/unité	Cargo latéral par tonne de 1,000 kg ou par 2.5 m ³	Cargo latéral, conteneur 20' standard tarif/unité
399.05 \$	6,145.46 \$	259.39 \$	3,994.55 \$	716.25 \$	42.45 \$	259.39 \$	3,994.55 \$

LIVRAISON AU SITE

\$66.19 par tonne métrique de 1,000 kilogrammes ou par 2.5 mètres cubes selon la méthode qui produit le plus haut revenu par colis.
 Charge minimale: \$86.06 par facture.
 Conteneur: \$413.07 par unité.

Notes:

- ✓ Les tarifs s'appliquent par tonne métrique de 1,000 kg ou par 2.5 m³ selon la méthode qui produit le plus haut revenu par colis;
- ✓ Le tarif pour les conteneurs standards reflète le prix d'un conteneur ayant les dimensions suivantes : 20' long x 8' large x 8' 6" Haut;
- ✓ Une surcharge (\$) de 20% de plus que le tarif en vigueur s'applique au transport des matières dangereuses;
- ✓ Poids maximal permis pour un conteneur de 20' ou 40' : 14,250 kg incluant le poids du conteneur vide soit 2,500 kg;
- ✓ Cargo rétrograde : cargo transporté du Nord vers le Sud;
- ✓ Cargo latéral : cargo transporté entre deux villages / communautés du Nord;
- ✓ Taxes non incluses.

arcticsealift.com
 (450) 635-0833 / 1-866-732-5438

(iii) « [...] le Distributeur souhaite éviter la diffusion d'informations sur les coûts de production d'énergie en réseaux autonomes alors même que des appels de propositions ont été et seront lancés au cours des prochaines années. La diffusion de ce type d'information pourrait nuire au processus d'appel à la concurrence et possiblement, à l'objectif de réduction des coûts. »

(iv) Le tableau suivant :

TABLEAU 3.2
COÛT DE REVIENT, PAR RÉSEAU
ANNÉE 2012

	Total (en ¢/kWh)	Entretien et exploitation (en ¢/kWh)
Îles-de-la-Madeleine	33,7	6,6
Nunavik		
Akulivik	109,7	35,1
Aupaluk	119,4	45,0
Inukjuak	77,7	10,8
Iujivik	132,4	51,3
Kangiqualujuaq	78,8	14,0
Kangiujuaq	85,2	19,3
Kangirsuk	78,9	21,3
Kuujuuaq	86,0	5,3
Kuujuarapik	70,4	7,7
Puvrituaq	66,2	9,3
Quaqtaq	95,4	32,4
Salluit	65,0	12,3
Tasiujaq	90,6	25,3
Umiujaq	95,9	33,7
Basse Côte-Nord		
La Romaine	41,9	8,6
Lac-Robertson	40,5	7,2
Port-Menier	74,3	15,3
Schefferville	35,1	18,7
Haute-Mauricie		
Opitciwan	49,2	4,9
Clova	61,7	18,3

Demandes :

- 12.1 Veuillez confirmer que les prix de transport de combustible vers les 14 villages du Nunavik, sont les mêmes d'un village à l'autre. Sinon, veuillez expliquer.
- 12.2 Veuillez élaborer sur la possibilité de procéder à un balisage des coûts de reviens excluant les coûts de combustible, pour des réseaux autonomes à l'extérieur du Québec.
- 12.3 Veuillez déposer une mise à jour du tableau du coût de revient par réseau présenté à la référence (iv).
- 12.4 Veuillez élaborer sur la possibilité de créer un indicateur de performance en réseau autonome à partir des informations du tableau 3.2, en excluant les coûts de combustible et en ajoutant l'amortissement des investissements pour chaque réseau autonome.
- 12.5 Veuillez élaborer sur la possibilité de procéder à un balisage sur cet indicateur de performance en réseau autonome. Veuillez élaborer ou proposer une alternative.

13. Référence : Pièce [B-0055](#), page 2.

Préambule :

« Il est par ailleurs possible que la cueillette de données auprès des autres entreprises se heurte à des difficultés au niveau de l'obtention des informations requises pour le balisage demandé, en raison de leur caractère commercial potentiellement sensible par exemple. »

Pour toutes ces raisons, on peut donc présumer de la complexité et de l'importance des coûts inhérents à tel exercice de balisage, de même que de son utilité relative pour évaluer la performance du Distributeur comparativement à celle d'autres entreprises au chapitre des coûts d'approvisionnement. »

Demande :

13.1 Veuillez élaborer sur la possibilité que l'examen de l'information contenue dans les dossiers réglementaires pour des demandes tarifaires ou d'autorisation des investissements traités par les organismes de réglementation du Yukon, des T.N.-O. ou du Nunavut constitue une base de données de départ permettant un premier balisage.

14. Références : (i) Pièce [C-SE-AQLPA](#), page 43;
(ii) Décision D-2015-013, par. 171.

Préambule :

(i) *« Nous recommandons à la Régie de l'énergie de requérir du Distributeur qu'il cesse d'exiger, par ses appels d'offres en réseaux autonomes, que les soumissionnaires résolvent les problèmes de qualité de service qui existent déjà dans ces réseaux. La résolution de tels problèmes (comme elle doit être effectuée dans tous les cas indépendamment de ces appels d'offres) devrait en bonne partie être plutôt prise en charge par le Distributeur lui-même. »*

Mais si le Distributeur persiste malgré tout à exiger des soumissionnaires à ses appels d'offres en réseaux autonomes, de résoudre eux-mêmes ces problèmes de qualité de service, il devrait à tous le moins en être tenu compte dans les coûts évités, ceci afin de ne pas artificiellement conclure à la non rentabilité des projets soumis. La rentabilité économique, telle que présentée par le Distributeur en minimisant les coûts évités, est un paradigme insoluble et inacceptable pour la société québécoise et les exigences et contraintes techniques imposés aux promoteurs ne font qu'empirer la situation. »

Demande :

14.1 Veuillez élaborer sur la recommandation de SÉ-AQLPA.

15. Référence : Pièce [C-FCEI-009](#), page 6.

Préambule :

Tableau 1 *Impact du programme de conversion à l'électricité, des véhicules électriques et du tarif DT sur les besoins de puissance.*

Demande :

15.1 Veuillez élaborer sur l'analyse de la FCEI sur les besoins de puissance du Distributeur en lien avec les trois éléments d'impact mentionnés en référence.

16. Référence : Pièce [C-FCEI-009](#), page 7.

Préambule :

« Plusieurs questions peuvent se poser en termes de gestion des approvisionnements pour lesquelles peu d'information est produite. Par exemple, est-il préférable de mettre en place un programme de gestion de la demande en puissance qui ne vise que les 100 heures de plus forte demande ou serait-il préférable de viser les 200 heures de plus forte demande? Jusqu'à quel point le bilan peut-il accommoder un transfert de consommation vers la nuit? Des approvisionnements saisonniers ou annuels doivent-ils être envisagés? Le renouvellement de contrats de long terme (par exemple les premiers contrats éoliens qui viendront à échéance) sera-t-il requis et, si oui, quelles actions devraient être mises en oeuvre dès maintenant pour que cela ne soit pas nécessaire ?

La FCEI recommande donc que les figures 3D-2 à 3D-5 ne soient pas tronquées aux valeurs positives, mais présentent plutôt l'équilibre complet des approvisionnements sur les 8760 heures de l'année incluant les surplus et que les données et calculs sous-jacents (incluant la contribution de chaque moyen d'approvisionnement) soient déposés dans un chiffrier en format électronique manipulable. »

Demandes :

16.1 Veuillez élaborer sur la possibilité pour le Distributeur de répondre à la recommandation de la FCEI sur la présentation du bilan du Distributeur.

16.2 Le cas échéant, veuillez proposer une méthode permettant d'évaluer la marge de manœuvre du Distributeur pour alimenter de nouvelles charges « hors-pointe » avant qu'il ne soit obligé d'avoir recours à des approvisionnements de court terme.

- 16.3 Veuillez présenter le bilan horaire de contribution des systèmes de bi-énergie contrôlés selon le critère de la température et élaborer sur la coïncidence de cette contribution par rapport aux besoins du Distributeur.
- 16.4 Veuillez indiquer l'état d'avancement du projet-pilote de bi-énergie et confirmer le dépôt d'une proposition tarifaire ou commerciale en suivi de ce projet pilote au prochain dossier tarifaire.
- 17. Références :** (i) Pièce [C-GRAME-0009](#), page 7-8;
(ii) Pièce [C-GRAME-0009](#), page 24.

Préambule :

- (i) « [...] le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire que le Distributeur clarifie les raisons pour lesquelles les compensations pour le mazout sont élevés au Nunavik, compte tenu de l'Entente concernant la mise en oeuvre de la convention de la Baie-James et du nord québécois en matière de logement au Nunavik (2015) indiquant le remboursement des frais d'exploitation, dont les coûts de chauffage et de l'électricité pour les logements sociaux, [...] ».
- (ii) « De l'avis du GRAME l'enjeu du chauffage d'appoint électrique dans les réseaux du Nunavik n'est pas résolu et impacte toujours la demande de ces réseaux. »

Demandes :

- 17.1 Veuillez commenter l'affirmation selon laquelle « les compensations pour le mazout sont élevés au Nunavik ». Élaborer également sur le degré de responsabilité du Distributeur à l'égard de l'approvisionnement des différentes sources d'énergies des communautés du Nunavik. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur la répartition des coûts liés à l'approvisionnement en combustible des habitations entre le Distributeur et des tiers.
- 17.2 Veuillez élaborer sur les compensations qui sont versées au Nunavik dans le cadre du PUEÉRA en précisant s'il y a d'autres remboursements du Distributeur ou d'autres parties versés aux communautés. Dans votre réponse, veuillez indiquer :
- comment le Distributeur s'assure que l'ensemble des remboursements versés n'excède pas la valeur du combustible consommé;
 - comment le Distributeur s'assure que les remboursements ne portent que sur du combustible à chauffage résidentiel.
- 17.3 Veuillez élaborer sur l'avis du GRAME à la référence (ii).

ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 27;
 - (ii) Suivi décision [D-2009-094](#), p. 10;
 - (iii) [Politique énergétique 2030](#), p. 51;

Préambule :

(i) « Lors du dépôt du Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur mentionnait qu'il allait entreprendre des démarches afin de participer aux marchés volontaires, notamment en visant la certification de ses parcs éoliens à travers le programme Écologo, avenue qui pourrait lui permettre de commercialiser les attributs environnementaux de certains de ses approvisionnements renouvelables. [...] »

Dans cette optique, le Distributeur a initié un projet pilote à la fin de l'année 2014 en concluant des ententes pour la commercialisation des attributs environnementaux associés à deux petites centrales hydroélectriques et un parc éolien dans le cadre du programme Écologo. À la suite de la conclusion de ces ententes, les fournisseurs ont amorcé les démarches de certification de leurs installations. Ayant obtenu ou renouvelé la certification de leurs installations au cours de l'année 2015, les fournisseurs impliqués ont commencé à déployer des efforts de commercialisation des CER associés à l'énergie produite par leurs installations. À ce jour, plusieurs intermédiaires de marché actifs dans le marché volontaire des CER ont été contactés et bien que certains aient manifesté de l'intérêt envers les attributs environnementaux offerts dans le cadre de ce projet pilote, les efforts déployés ne se sont pas encore traduits par des ventes fermes de CER. »
[nous soulignons]

(ii) « 1.6 Attributs environnementaux »

Le promoteur reconnaît que les attributs environnementaux susceptibles d'être associés à la production d'électricité de la centrale demeurent la propriété d'Hydro-Québec Distribution. Le promoteur qui souhaite néanmoins se porter acquéreur des attributs environnementaux doit présenter une offre de rachat en ce sens à Hydro-Québec Distribution lors du dépôt de sa soumission (voir l'article 2.1.3 de la Formule de soumission). »

(iii) « *Le gouvernement entend soutenir les entreprises québécoises afin qu'elles puissent tirer parti de l'ouverture de nouveaux marchés découlant de la hausse de la demande mondiale d'énergie éolienne.*

C'est dans ce contexte que s'inscrit la vision du développement éolien du gouvernement du Québec, qui souhaite que des parcs éoliens construits au Québec puissent répondre à des occasions d'affaires et exporter toute leur électricité vers les marchés nord-américains. L'objectif du gouvernement est de tirer profit de la filière éolienne en limitant l'incidence sur les tarifs d'électricité des consommateurs québécois grâce à la planification des approvisionnements, lorsque Hydro-Québec aura des besoins énergétiques. [nous soulignons]

Demandes :

- 18.1 Selon le libellé en référence (i), les efforts de commercialisation des certificats d'énergie renouvelable (CER) sont déployés par les « fournisseurs ». Veuillez élaborer sur le rôle du Distributeur dans le processus de commercialisation des CER.
- 18.2 Veuillez préciser si le Distributeur est titulaire des attributs environnementaux associés à l'électricité des petites centrales hydroélectriques sous contrat (référence (ii)).
- 18.3 Compte tenu de l'intérêt que semblent avoir manifesté certains intermédiaires à l'égard des attributs environnementaux lors du projet pilote (référence (i)), veuillez élaborer sur les motifs pour lesquels le Distributeur n'a pas été en mesure de concrétiser, à ce jour, des ventes fermes de CER.
- 18.4 Veuillez élaborer sur les marchés volontaires de transactions de CER (référence (i)), leurs intermédiaires ainsi que leurs potentiels de valorisation économique des attributs environnementaux associés aux approvisionnements renouvelables sous contrats avec le Distributeur.
- 18.5 Dans sa Politique énergétique 2030, le gouvernement indique qu'il souhaite que des parcs éoliens construits au Québec puissent répondre à des occasions d'affaires et exporter toute leur électricité vers les marchés nord-américains (référence (iii)). Compte tenu du cadre réglementaire existant, veuillez élaborer sur les moyens à la disposition du Distributeur afin de contribuer à l'atteinte de cet objectif.
- 18.6 Veuillez élaborer sur la possibilité que le Producteur puisse valoriser sur les marchés avoisinants les attributs environnementaux associés aux approvisionnements renouvelables sous contrats avec le Distributeur. Dans votre réponse, veuillez élaborer sur les marchés d'attributs environnementaux auxquels le Producteur pourrait avoir accès.