

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2011-095

R-3756-2011

5 juillet 2011

---

**PRÉSENT :**

Richard Lassonde  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte  
contre la pollution atmosphérique**  
Intéressé

---

**Décision finale**

*Demande d'autorisation pour la construction de la  
nouvelle centrale thermique d'Akulivik*



## 1. DEMANDE

[1] Le 25 février 2011, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) de l'autoriser à construire une nouvelle centrale thermique à Akulivik, en remplacement de la centrale actuelle (le Projet).

## 2. LA PROCÉDURE

[2] Le 2 mars 2011, la Régie, par avis diffusé sur son site internet, informe les personnes intéressées qu'elle ne juge pas nécessaire de solliciter des interventions formelles et qu'elle traite cette demande sur dossier. L'avis indique que les personnes intéressées peuvent soumettre des observations écrites. L'avis est également communiqué aux communautés de la région d'Akulivik.

[3] La Régie reçoit des observations écrites de Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) le 7 avril 2011.

[4] La Régie transmet au Distributeur deux demandes de renseignements les 18 mars et 19 avril 2011.

[5] Le Distributeur soumet les réponses aux demandes de renseignements les 28 mars et 13 mai 2011, dont certaines sous pli confidentiel<sup>1</sup>.

[6] Le Distributeur réplique aux observations écrites de S.É./AQLPA le 20 avril 2011.

[7] La demande est prise en délibéré le 13 mai 2011.

---

<sup>1</sup> Pièce HQD-3, document 1.1, détails sur les coûts d'approvisionnement et de construction du Projet. La demande de traitement confidentiel est accompagnée de l'affirmation solennelle de monsieur Roger Perron, directeur, Direction régionale – Montmorency – Réseaux autonomes et direction.

### 3. POSITION DE S.É./AQLPA

[8] S.É./AQLPA recommande essentiellement à la Régie d'accueillir la demande d'autorisation de la centrale d'Akulivik, en ajoutant ce qui suit :

*« Selon notre compréhension, l'autorisation qu'accordera la Régie au présent dossier quant à la centrale diesel laisse au Distributeur la flexibilité nécessaire pour modifier ultérieurement la taille annoncée des groupes électrogènes diesel lorsque le niveau de pénétration éolien seront connus dans un autre dossier.*

*Le présent dossier ne tranche pas d'avance la question du niveau de pénétration éolien qui sera réalisé à Akulivik, pas plus que la question de l'ajout éventuel de panneaux solaires photovoltaïques sur le toit de la centrale d'Akulivik ou les orientations qui pourront être formulées par la formation de la Régie saisie du Plan d'approvisionnement 2011-2020 d'Hydro-Québec Distribution (dossier R-3748-2010) à ces égards<sup>2</sup>. »*

### 4. RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

[9] Le Distributeur réplique à ces observations comme suit :

« [...] »

*Le Distributeur prend acte que l'intéressée appuie sa demande d'autorisation et formule plusieurs commentaires périphériques au projet. Il juge cependant essentiel de rectifier certaines de ses affirmations. En particulier, les affirmations de l'intéressée relativement à l'énergie photovoltaïque et au jumelage éolien-diesel (JED) qui dépassent clairement le cadre de la présente demande d'autorisation, laquelle porte exclusivement sur la construction d'une nouvelle centrale diesel.*

*En premier lieu, le Distributeur souligne que toute « éventualité » de recours à l'énergie photovoltaïque ne repose sur aucune preuve ou intention du Distributeur dans le présent dossier. Comme le Distributeur l'a déjà indiqué dans*

---

<sup>2</sup> Pièce C-SÉ-AQLPA-0002.

*son Plan d'approvisionnement 2011-2020 [note de bas de page omise], il « vise à réduire le recours aux centrales diesels et l'utilisation des carburants fossiles pour l'alimentation électrique des réseaux autonomes. À cet effet, il poursuit une stratégie globale, où pour l'ensemble des réseaux autonomes, les moyens de réduire la consommation de carburants sont étudiés, tout en adoptant une approche spécifique, de façon à déterminer la solution optimale pour chacun des réseaux. » Le présent dossier ne constitue cependant pas le forum approprié pour traiter de cette question. Le Distributeur demande donc à la Régie de faire abstraction de toutes les assertions de l'intéressée à ce sujet, le présent dossier ne constituant pas le forum approprié pour traiter de cette question.*

*En plus de dépasser le cadre du dossier, les affirmations de l'intéressée relativement au JED sont également erronées de façon générale.*

*Ainsi, nulle part dans sa preuve le Distributeur n'indique que « le projet de centrale diesel au présent dossier comporte déjà l'espace requis pour l'installation d'un alternateur électronique [sic] (aux fins du jumelage éolien) » (page 12). Non plus que « la détermination de la taille des groupes électrogènes ne peut survenir qu'après qu'aura été connu le niveau de pénétration éolienne qui sera installé. » (page 15). Il est également erroné d'affirmer qu'une « décision définitive [quant à la taille des différents groupes électrogènes] n'aura vraisemblablement pas à être prise avant la fin de 2014 ou le début de 2015, soit après que le bâtiment de la centrale sera déjà construit et avant les échéances logistiques nécessaires à la livraison par bateau à l'été 2015. » (pages 17-18). Cette affirmation démontre une méconnaissance du processus et des délais de planification, d'ingénierie et d'approvisionnement des équipements de la centrale. Les délais de fabrication des groupes sont de l'ordre de 300 jours ouvrables, en plus des délais relatifs à leur ingénierie et à leur livraison à Akulivik. Le processus de choix des groupes doit donc débiter aussitôt l'autorisation de la Régie reçue.*

*Le Distributeur rappelle que contrairement à l'affirmation de l'intéressée, il ne « jongle [pas] avec différentes options quant à la taille des groupes électrogènes diesel » (page 15). Il est également contraire à la preuve du Distributeur d'affirmer qu'à « l'étape ultime, le Distributeur annonce [...] que [les] groupes seront remplacés par trois groupes électrogènes de 950 kW chacun » (page 15). Le choix des groupes est fait selon un processus rigoureux que le Distributeur a amplement décrit. La preuve énonce clairement que la taille des groupes, tout au long de la vie utile d'une centrale, est déterminée en fonction de nombreux paramètres, dont la prévision de la charge.*

*Enfin, le Distributeur souligne que contrairement à ce que semble vouloir affirmer l'intéressée, le cadre réglementaire ne prévoit aucunement que la Régie de l'énergie doive, à quelque stade du dossier que ce soit, « fixer [...] la taille des groupes électrogènes que comportera effectivement la centrale. » Au contraire : il est primordial que le Distributeur dispose de toute la latitude nécessaire pour déterminer la taille des groupes en fonction des résultats des travaux d'ingénierie qui se poursuivront.*

[...]. »

## 5. ANALYSE DES EXIGENCES RÉGLEMENTAIRES

[10] La demande du Distributeur est assujettie aux dispositions de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>3</sup> (la Loi) ainsi qu'à celles du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>4</sup> (le Règlement).

[11] Le Règlement prévoit que la demande doit être accompagnée des informations suivantes :

- (1) les objectifs visés par le Projet;
- (2) la description du Projet;
- (3) la justification du Projet en relation avec les objectifs visés;
- (4) les coûts associés au Projet;
- (5) l'étude de faisabilité économique du Projet;
- (6) la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- (7) l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- (8) l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité; et
- (9) le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents<sup>5</sup>.

---

<sup>3</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>4</sup> (2001) 133 G.O. II, 6165.

<sup>5</sup> Art. 2 du Règlement.

## 5.1 MISE EN CONTEXTE, OBJECTIFS ET JUSTIFICATION DU PROJET

[12] Akulivik est un village nordique situé au Nunavik, sur la côte de la Baie d'Hudson, à environ 60° 48' de latitude nord. À vol d'oiseau, le village est à environ 1 700 km de Montréal et abrite une communauté de quelque 570 habitants, où le Distributeur dessert plus de 200 clients résidentiels, commerciaux et institutionnels.

[13] L'alimentation électrique d'Akulivik est assurée par une centrale thermique à groupes électrogènes diesel (la Centrale). La Centrale, à laquelle le Distributeur a ajouté un groupe de secours, répond aux besoins en électricité de la population locale, ce qui exclut le chauffage de l'eau et de l'espace, lequel est restreint en vertu de la tarification applicable au nord du 53<sup>e</sup> parallèle.

[14] La Centrale est âgée de plus de 30 ans, vétuste et ne suffit plus à répondre aux besoins de la communauté. La puissance garantie, selon le Distributeur, est de 540 kW, ce qui est inférieur à la pointe de plus de 575 kW observée au cours des deux derniers hivers.

[15] Le Distributeur indique que la puissance installée de la Centrale totalise 900 kW, soit trois groupes électrogènes de 300 kW chacun. À la fin de 2009, ces moteurs comptaient respectivement 47 000, 49 000 et 2 500 heures, le dernier ayant fait l'objet d'une réfection complète en 2009, après avoir atteint 53 000 heures au compteur.

[16] La durée de vie utile des groupes en question serait de l'ordre de 60 000 à 72 000 heures. Deux de ces groupes arriveraient, en pratique, à la fin de leur vie utile, ce qui poserait des risques pour leur fiabilité.

[17] Le Distributeur prévoit remettre à neuf ces trois groupes diesel et les utiliser éventuellement dans d'autres centrales.

[18] L'espace restreint à l'intérieur des installations et sur le site ne permettrait pas d'augmenter la puissance à l'emplacement actuel de la Centrale. De plus, la capacité des câbles de puissance est dépassée et les transformateurs du poste ne peuvent prendre la charge en cas de perte d'une artère.

[19] Le Distributeur soumet que ni la réfection de la Centrale, ni l'ajout ou le remplacement de groupes ne constituent des solutions acceptables. La construction d'une nouvelle centrale thermique constitue la solution optimale.

## **5.2 DESCRIPTION DU PROJET**

[20] Le Distributeur explique avoir écarté différentes alternatives, dont la réfection de la Centrale, le jumelage éolien-diesel dans l'immédiat, le raccordement au réseau intégré, une centrale hydroélectrique et hydroliennes ainsi qu'une centrale à la biomasse forestière, pour finalement retenir le Projet.

[21] Le Projet est envisagé depuis une dizaine d'années et serait devenu absolument nécessaire. La nouvelle centrale comptera trois groupes électrogènes d'une puissance nominale de l'ordre de 522 kW, pour une puissance installée de 2 028 kW et une puissance garantie d'environ 1 148 kW.

[22] Ces groupes seront plus performants que les groupes existants. En comparaison avec la centrale existante, 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.

[23] 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 4 700 tonnes de GES.

[24] Le Projet prévoit des espaces pour accueillir les équipements nécessaires à l'intégration d'un système de jumelage éolien-diesel (JED).



[25] À l'étape ultime, la nouvelle centrale sera en mesure d'abriter trois groupes électrogènes de l'ordre de 950 kW, pour une puissance totale installée de quelque 2 850 kW, ce qui permettra d'alimenter la charge au-delà de 25 ans après la mise en service.

[26] Le Distributeur indique que la consultation de la population et un souci d'économie d'énergie ont aussi favorisé le développement du concept de la nouvelle centrale en fonction du regroupement de tous les services à l'intérieur d'un seul bâtiment. Le bâtiment comprendra des aires d'entreposage et un garage pour le remisage des véhicules servant à l'exploitation et à l'entretien du réseau.

[27] Le Distributeur a choisi d'utiliser un bâtiment à charpente d'acier, plutôt que des bâtiments modulaires de type roulotte, pour favoriser l'exploitation et l'entretien de manière sécuritaire, selon les normes reconnues d'Hydro-Québec.

[28] Le Distributeur précise que ce type de bâtiment offre une solution de long terme et nécessite moins d'entretien et a une plus longue durée de vie utile, ce qui entraîne également des économies financières.

[29] Chaque groupe électrogène sera séparé des autres par un mur coupe-feu et possédera un pont roulant individuel pour faciliter l'entretien, dans un environnement sécuritaire et non bruyant. Advenant un incendie ou un bris majeur d'un des moteurs, l'impact sur la qualité de service sera limité. L'espace à l'intérieur de chacune des unités sera suffisant pour procéder aux entretiens majeurs du moteur et de l'alternateur, sans déplacement de pièces sur de grandes distances.

[30] La nouvelle centrale sera chauffée par récupération de la chaleur résiduelle des radiateurs des groupes.

[31] Le Projet sera réalisé par Hydro-Québec Équipement et services partagés, suivant le modèle utilisé pour la centrale de Kuujjuaq.

### 5.3 COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[32] Le Projet nécessite des investissements totalisant quelque 49,4 M\$ (courants), lesquels sont ventilés au tableau 3 de la pièce B-0005<sup>6</sup>.

[33] Ces coûts sont élevés et ont suscité plusieurs questions de la part de la Régie.

[34] Le Distributeur rappelle que l'expérience enseigne que l'exécution de travaux en région aussi éloignée occasionne inévitablement des imprévus.

[35] Dans le cas d'Akulivik, de nombreux facteurs peuvent contribuer à une augmentation du coût des travaux, tels que les conditions du sol et du sous-sol à l'emplacement prévu de la nouvelle centrale, la disponibilité des matériaux granulaires (gravier, pierre concassée), les difficultés liées à la logistique ou à la disponibilité de la main-d'œuvre, les changements et les travaux imprévus.

[36] Le Distributeur estime donc raisonnable et prudent de prévoir une provision de quelque 5 M\$ pour ces imprévus, somme qui se compare à la provision de 4,96 M\$ incluse dans le coût prévu des travaux de la centrale de Kuujjuaq.

[37] De plus, le Distributeur explique que, comme l'a démontré l'expérience vécue lors de la construction de la centrale de Kuujjuaq, peu d'entrepreneurs ont les connaissances techniques et l'expérience nécessaires à l'exécution de tels travaux au Nunavik. De plus, Akulivik est une municipalité plus petite que Kuujjuaq, où il n'existe aucune infrastructure pouvant loger et nourrir la cinquantaine de travailleurs qui seront affectés à la construction de la nouvelle centrale. Akulivik n'est accessible que par bateau, deux fois par année, et par avion.

[38] L'entrepreneur retenu pour ce type de projet doit faire face à des risques nombreux et importants, qui sont difficiles à quantifier au moment de la soumission : difficultés pour amener les matériaux et les équipements à pied d'œuvre par la voie des airs ou de la mer, disponibilité de main-d'œuvre qualifiée, roulement excessif de personnel, météo, etc.

---

<sup>6</sup> Page 16.

[39] Ainsi, selon le Distributeur, le faible niveau de concurrence et les incertitudes sur la réalisation des travaux ont une incidence directe haussière sur les prix soumis par les entrepreneurs. Pour cette raison, le coût prévu du Projet comprend une provision pour tenir compte des éventuelles conditions du marché lors du lancement des appels d'offres.

[40] Comme pour les autres grands projets d'investissement d'Hydro-Québec, une partie importante des travaux est réalisée par des fournisseurs externes (entrepreneurs, ingénieurs-conseils, architectes). Pour les entrepreneurs, les contrats sont attribués après appels d'offres ouverts à tous. Les achats de biens (groupes électrogènes, appareillage électrique, etc.) se font par appel à la concurrence auprès des fournisseurs, après appels d'offres ou de propositions.

[41] En excluant les dépenses engagées à la phase d'avant-projet et les frais d'emprunt capitalisés, mais en incluant les provisions mentionnées plus haut, le coût des travaux de la centrale d'Akulivik se chiffre à 41,5 M\$.

[42] Tel qu'indiqué au tableau 4 de la pièce B-0005<sup>7</sup>, les achats de biens et de services auprès de fournisseurs externes représentent 80 % du coût total du Projet.

### **5.3.1 PRÉOCCUPATION DE LA RÉGIE QUANT AUX COÛTS DU PROJET**

[43] La Régie a transmis au Distributeur deux demandes de renseignements pour faire clarifier, notamment, les aspects suivants de la demande :

- Les coûts de démantèlement de la Centrale et de décontamination du terrain<sup>8</sup>;
- La puissance installée à la nouvelle centrale en fonction des besoins de la communauté locale<sup>9</sup>;
- Le jumelage éolien-diesel<sup>10</sup>;

---

<sup>7</sup> Page 18.

<sup>8</sup> Pièce B-0011, R1.1.

<sup>9</sup> *Ibid.*, R2.1.

<sup>10</sup> *Ibid.*, R6.2 à 6.6.

- La comparaison des coûts de construction de la centrale de Kuujjuaq et d'Akulivik et des coûts par différentes unités MW installés et par \$ par habitant<sup>11</sup>;
- La comparaison des coûts avec le Nunavut<sup>12</sup>;
- La possibilité de conclure un contrat d'approvisionnement avec la communauté locale ou toute autre entreprise en lieu et place de la construction d'une nouvelle centrale par le Distributeur<sup>13</sup>;
- Les échanges du Distributeur avec les autres membres du Canadian Off-Grid Utilities Association (COGUA) sur les meilleures pratiques en matière de conception et de gestion de centrales diesel<sup>14</sup>;
- La justification des coûts d'avant-projet, d'ingénierie et de gestion du Projet comparativement à ceux de Kuujjuaq<sup>15</sup>;
- La réflexion du Distributeur sur les coûts liés aux critères de fiabilité et de puissance mis en vigueur pour les réseaux autonomes<sup>16</sup>;
- Le budget d'investissement du Projet, lequel est de quatre à six fois plus élevé que celui de projets envisagés par la Société d'énergie Qulliq (SÉQ) au Nunavut pour l'alimentation des villages nordiques<sup>17</sup>;
- Les kW installés par habitant comparés aux pratiques de la SÉQ<sup>18</sup>;
- Échanges de pratiques d'affaires entre le Distributeur et la SÉQ<sup>19</sup>;
- La révision des critères de conception du Projet<sup>20</sup>;
- L'impact sur la valeur actuelle nette (VAN) du Projet de l'installation éventuelle des éoliennes<sup>21</sup>.

[44] La Régie résume ci-après les principales informations mises en preuve par le Distributeur en réponses à ses demandes de renseignements.

---

<sup>11</sup> *Ibid.*, R8.1.

<sup>12</sup> *Ibid.*, R9.1 et pièce B-0021.

<sup>13</sup> Pièce B-0011, R10.2 et pièce B-0021, R5.1.

<sup>14</sup> Pièce B-0021, R1.4.

<sup>15</sup> *Ibid.*, R2.1.

<sup>16</sup> *Ibid.*, R3.3.

<sup>17</sup> *Ibid.*, R4.1.

<sup>18</sup> *Ibid.*, R4.2.

<sup>19</sup> *Ibid.*, R6.1.

<sup>20</sup> *Ibid.*, R7.1.

<sup>21</sup> *Ibid.*, R8.1.

### 5.3.1.1 Coûts de démantèlement et de décontamination

[45] Le Distributeur indique que les coûts estimatifs paramétriques se répartissent de la façon suivante : démantèlement de la Centrale, 2,8 M\$; décontamination des sols, 3,0 M\$. Il ajoute qu'il est important de noter que le coût de la décontamination peut varier de façon importante en fonction de la caractérisation complète du site, laquelle n'est pas encore réalisée.

### 5.3.1.2 Coûts d'avant-projet

[46] La Régie a demandé au Distributeur de justifier les niveaux des coûts d'avant-projet, d'ingénierie et de gestion du projet d'Akulivik en comparaison de ceux du projet Kuujjuaq. Le Distributeur répond ce qui suit à cet égard :

*« La phase avant-projet est d'une grande importance : elle a pour objectif de définir la faisabilité du projet et d'en optimiser les aspects techniques, économiques et environnementaux et d'en étudier la stratégie de réalisation. L'expérience de Kuujjuaq a démontré qu'il était plus avantageux de raffiner et d'aller plus en profondeur à cette étape pour améliorer le projet et en assurer la réussite. Le niveau d'information et de détail apparaissant aux dessins de l'avant-projet d'Akulivik est donc relativement élevé pour cette étape de conception et des efforts particuliers ont été apportés à la coordination interdisciplinaire. Il est donc normal que les coûts soient un peu plus élevés à ce stade, comparativement à Kuujjuaq.*

*Les coûts d'ingénierie prévus pour le projet d'Akulivik sont moindres que ceux de Kuujjuaq. Tel qu'il est indiqué plus haut, l'élaboration plus pointue en phase avant-projet aura un effet direct sur les coûts d'ingénierie. De plus, l'expérience acquise pour Kuujjuaq permettra d'optimiser le concept, ce qui amènera une réduction directe des coûts de réalisation de la centrale.*

*Les frais de gestion de projets sont principalement constitués des coûts des ressources nécessaires prévues à la réalisation des tâches d'estimation, de contrôle, de validation, et de contrôle des coûts et des échéanciers du projet. Selon la complexité et l'envergure du projet, ces frais varient généralement entre 3 à 6 % des coûts directs du projet (ingénierie, approvisionnement et travaux). Suite à l'expérience du projet de la nouvelle centrale de Kuujjuaq, la charge de travail reliée à ces activités [a] été évaluée à la hausse. Ces activités de contrôle de projet jouent un rôle essentiel et primordial en gestion de projet. Elles constituent des activités continues au cours du cycle de vie du projet. Le contrôle s'effectue dans une perspective globale et annuelle pour l'ensemble du projet; il*

*implique donc un suivi de tous les éléments, lots de travail, lots de contrôle et contrats, dans cette même perspective. »*

### **5.3.1.3 Puissance installée**

[47] La Régie a également demandé au Distributeur de justifier l'installation de 2 028 kW de capacité en 2015, pour une puissance garantie de 1 148 kW, alors que les besoins n'atteindront que 800 kW en 2020. Le Distributeur a répondu comme suit :

*« Considérant les coûts de mobilisation et de démobilisation des ressources dans cette région, le Distributeur n'a pas intérêt à choisir des groupes de taille plus petite qu'il aura à remplacer dans un court laps de temps. En effet, les dépenses relatives au remplacement ou à l'ajout d'un groupe sont élevées : groupe électrogène, gestion du projet, ingénierie, relevés environnementaux, appels d'offres, mobilisation et démobilisation des ressources.*

*D'autre part, 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. Il vise également à minimiser le nombre annuel d'heures de fonctionnement des groupes.*

*Il est également important de noter le critère de puissance garantie (90 % \* [n-1]), doit reposer sur la présence d'un minimum de deux groupes fonctionnels. Ainsi, une centrale en réseau autonome est conçue pour compter un minimum de trois groupes.*

*Enfin, la puissance des groupes électrogènes est choisie selon ce qu'offrent les différents fabricants (voir par exemple R-3648-2010, HQD- 4, document 7.1, p.7).*

*Quand il détermine la taille et le nombre des groupes électrogènes, le Distributeur tient compte de tous les facteurs susdits, avec pour objectif une solution optimale sur les plans technique et économique<sup>22</sup>. »*

---

<sup>22</sup> Pièce B-0011, page 4.

### 5.3.1.4 Jumelage éolien-diesel (JED)

[48] Sur ces questions, le Distributeur soumet les renseignements suivants :

*« Depuis le tout début des démarches entreprises dans ce projet, la communauté a été consultée et informée. Une première rencontre a eu lieu le 2 mai 2007. Les représentants de la communauté sont alors informés qu'une équipe du Distributeur se rendra sur place pour choisir l'emplacement de la tour anémométrique. La municipalité montre de l'ouverture et se charge d'en informer la population. Une rencontre d'information sur le projet est organisée le 23 mai de la même année. En juillet 2007, une nouvelle rencontre a lieu pour faire le point sur le projet. Par la suite, en 2008 et 2010, dans le cadre de trois autres rencontres portant sur divers sujets, le suivi a été fait sur le projet de jumelage éolien-diesel. La communauté est ouverte au projet et collabore beaucoup avec le Distributeur dans les différentes étapes. Les extraits pertinents des comptes-rendus des rencontres avec les représentants de la communauté sont déposés en annexe au présent document<sup>23</sup>. »*

*« L'objectif du jumelage éolien-diesel est de réduire de façon économique la consommation de carburant et, par le fait même, les émissions atmosphériques. Le Distributeur vise une mise en service en 2016. L'échéancier et les coûts du projet seront précisés lors de l'avant projet, lequel débutera en 2012<sup>24</sup>. »*

*« Ces seuls coûts [coûts de la nouvelle centrale qui soient spécifiquement associés au projet pilote de JED] sont ceux de l'espace supplémentaire pour ajouter des cabines de commande et de puissance additionnelles. Ce coût n'a pas été calculé de façon précise mais il est minime<sup>25</sup>. »*

*« Non. La centrale doit pouvoir répondre à la totalité de la demande en puissance. En réseau autonome, la ressource éolienne constitue toujours un économiseur de carburant, sans contribution à la fiabilité en puissance. Des ressources de production autres que l'éolien doivent garantir l'entière puissance nécessaire à soutenir la charge en tout temps et pendant des périodes régulièrement prolongées. [...]»<sup>26</sup>. »*

---

<sup>23</sup> Pièce B-0011, R6.1.

<sup>24</sup> *Ibid.*, R6.2.

<sup>25</sup> *Ibid.*, R6.3.

<sup>26</sup> *Ibid.*, R6.5.

« *Même si le projet pilote ne donne pas les résultats espérés, les équipements éoliens seront exploités jusqu'à la fin de leur vie utile, bien que probablement à moindre capacité. Au besoin, les équipements seront démantelés et éventuellement utilisés ailleurs. [...]*<sup>27</sup>. »

### 5.3.1.5 Comparaison des coûts avec le Nunavut et la SÉQ

[49] La Régie a demandé au Distributeur de justifier le coût d'investissement de 49,4 M\$ pour une centrale de production desservant 200 abonnés à Akulivik, considérant que la SÉQ prévoit un budget annuel moyen de 25 M\$ au cours des 10 prochaines années pour entretenir, maintenir, remplacer et construire des infrastructures de production et de distribution d'électricité pour desservir 11 000 abonnés de 25 communautés du Nunavut. Le Distributeur répond, dans un premier temps :

« *Le Distributeur n'est pas au courant des critères de conception ou de construction de la SÉQ, non plus que de ses projets ou du mode de financement de ceux-ci. Le Distributeur estime qu'il fournit toutes les informations et justifications exigées par le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>28</sup>. »

[50] En réponse à la deuxième demande de renseignements de la Régie, le Distributeur apporte des précisions additionnelles :

« [...] »

*Le Distributeur a fait une comparaison entre la centrale existante de Baker Lake (SÉQ) [note de bas de page omise] et celle qu'il projette de construire à Akulivik. Cette comparaison permet de constater que les deux distributeurs semblent appliquer des critères qui diffèrent de façon importante, entre autres quant à la redondance des équipements et aux exigences de conception et d'exploitation. Ces différences ont une incidence directe sur la fiabilité des installations — à l'avantage du Distributeur — et, partant, sur la sécurité de l'alimentation électrique des communautés desservies.*

---

<sup>27</sup> Ibid., R6.6.

<sup>28</sup> Ibid., R9.1.



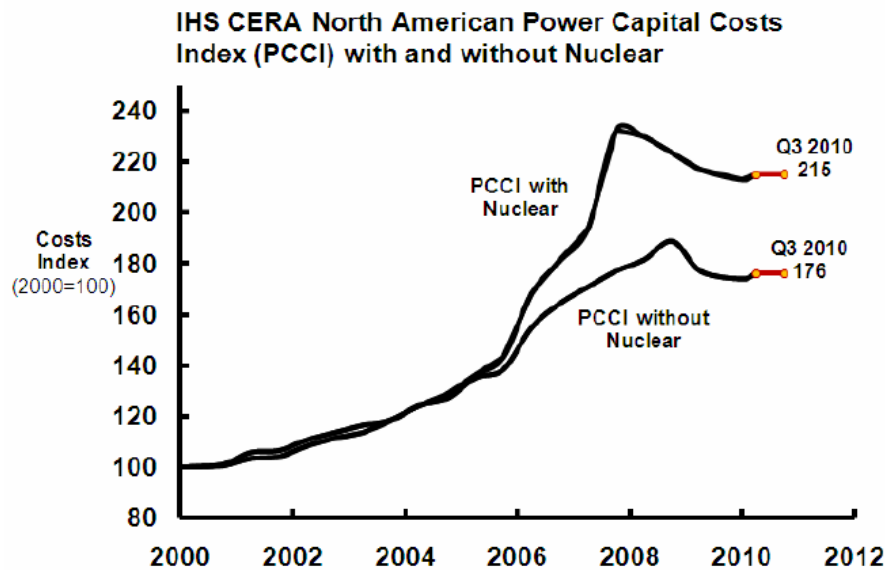
*Par exemple :*

- *Selon les images satellites disponibles, la centrale de Baker Lake serait située à environ 80 mètres des résidences voisines, ce qui semble étonnamment près, compte tenu des considérations de bruit et du panache anticipé pour la dispersion des rejets atmosphériques. Par ailleurs, les photos montrent des silencieux extérieurs de dimensions très réduites par rapport à celles des silencieux utilisés pour les plus récents projets construits par le Distributeur. En apparence, la centrale de Baker Lake présente des caractéristiques qui ne respecteraient pas les exigences du Distributeur pour le bruit et la dispersion des émissions. Or, comme le démontrent le présent dossier et celui de la centrale de Kuujjuaq [note de bas de page omise], il s'agit là d'une considération importante pour les communautés du Nunavik.*
- *La principale observation est l'absence de compartimentation des groupes électrogènes de production à Baker Lake. La compartimentation vise en tout premier lieu l'augmentation de la fiabilité générale des installations en diminuant les risques de propagation d'incendie entre les moteurs [note de bas de page omise]. La compartimentation a aussi pour effet bénéfique d'offrir au mécanicien un environnement de travail sécuritaire. La nécessité de la compartimentation a été démontrée dans le dossier de la centrale de Kuujjuaq et la Régie l'a reconnue.*
- *Le Code national du bâtiment définit une centrale électrique comme étant un bâtiment de protection civile [note de bas de page omise] pour lequel les critères de conception sont plus exigeants, entre autres sur le plan des séismes et des surcharges dues aux vents. On ne peut confirmer que la centrale de Baker Lake a été conçue suivant ces critères. Par exemple, les supports extérieurs qui maintiennent en place les silencieux semblent offrir en apparence une résistance inférieure à ce qu'on devrait retrouver.*
- *Autres éléments déterminés à partir des photos de Baker Lake pour lesquels les coûts sont réduits par rapport à Akulivik :*
  - *Salle de commande ventilée non climatisée (aucun condenseur extérieur visible).*
  - *Pas d'espace tampon entre la salle de commande et l'usine (entraînant une augmentation de l'exposition au bruit pour les opérateurs dans la salle de commande). Il y a d'ailleurs une fenêtre dans ce mur.*
  - *Faibles dimensions de la salle de commande et des dégagements autour des armoires de puissance, ce qui semble indiquer que la conception de l'aménagement ne prend pas en considération les normes reliées aux arcs flash.*
  - *Pas de salle de télécommunications.*
  - *Pas de bureau pour les employés de soutien technique en déplacements.*

- Murs extérieurs en revêtement métallique jusqu'au sol sans mur de béton protecteur jusqu'à 1500 mm du sol.
- Pas de groupe électrogène de secours.

La différence majeure provient toutefois des coûts de construction, de la provision pour contingences et des coûts indirects. Après avoir discuté avec leurs représentants, le Distributeur conclut que les coûts présentés pour les centrales de la SÉQ sont sous-évalués et, en plus, ne sont pas représentatifs du marché actuel pour le Nunavik.

En premier lieu, selon les informations que le Distributeur a obtenues de la SÉQ, cette dernière n'a pas construit de nouvelle centrale depuis de nombreuses années — la dernière étant celle de Baker Lake, période au cours de laquelle les coûts ont considérablement augmenté. Selon le groupe IHS CERA [note de bas de page omise] cette tendance à la hausse du coût de construction des centrales s'observe dans toute l'Amérique du Nord, comme le démontre le graphique suivant.



En second lieu, le nombre de projets actuellement en chantier au Québec amène une pression à la hausse dans toutes les régions sur les coûts de construction puisque les entrepreneurs sont très sollicités. De plus, les entrepreneurs qui soumissionnent sur les projets de centrales sont peu nombreux. Premièrement, parce que le niveau de risques associés aux projets du Nunavik est important (transport, logistique, température extrême). Deuxièmement, seuls les entrepreneurs ayant leur principal établissement au Québec ou en Ontario peuvent soumissionner en réponse aux appels d'offres d'Hydro-Québec [note de

bas de page omise]. *Une telle exigence ne s'applique pas au Nunavut, où les entrepreneurs de toutes les provinces et territoires canadiens sont admissibles à soumissionner.*

*Enfin, le Distributeur a démontré comment était déterminée la puissance installée, en fonction de divers paramètres, dont la charge à alimenter, la puissance garantie et les groupes disponibles dans le marché (voir HQD-3, Document 1, p. 4, 5 et 16). À cet égard, le nombre d'habitants ne constitue pas un paramètre pris en compte. Par ailleurs, la puissance installée de 2028 kW a peu d'incidence sur les coûts de la nouvelle centrale. Une grande partie des coûts sont indépendants de la dimension ou de la puissance de la centrale<sup>29</sup>. »*

[51] La Régie, à la question 4.2 de sa demande de renseignements n° 2, dit constater que le Distributeur prévoit installer 3,6 kW/habitant, soit plus du double des capacités envisagées par la SÉQ pour des villages du Nunavut de même type, et demande au Distributeur d'élaborer sur la pertinence, pour les villages du Nunavik, de procéder à une révision des critères de puissance garantie, d'une part, et à une mise en valeur de l'efficacité énergétique, d'autre part, et ce, en considérant comment la croissance de la demande est prise en compte pour les villages du Nunavut.

[52] Le Distributeur répond ce qui suit :

« [...] »

*Le Distributeur a souligné dans sa preuve que le potentiel en efficacité énergétique est limité car l'électricité n'est pas utilisée pour le chauffage de l'eau et de l'espace (voir HQD-1, Document 1, p. 8). Aucune réduction significative de la puissance appelée en pointe n'est possible. D'une part, il n'existe aucun client d'affaires dont le profil de consommation permettrait un effacement ou un déplacement significatif en pointe. D'autre part, le chauffage de l'espace et de l'eau se fait essentiellement au mazout. Il n'existe donc évidemment aucun potentiel pour la biénergie ni pour des mesures telle l'installation de chauffe-eau trois éléments ou de récupérateur de chaleur des eaux de drainage.*

*Par ailleurs, le Distributeur ne détient pas d'informations sur la façon dont « la croissance de la demande est prise en compte pour les villages du Nunavut ».*

---

<sup>29</sup> Pièce B-0021, R4.1.

*Enfin, le nombre d'habitants ne constitue pas un paramètre pris en compte dans la détermination de la puissance à installer. Voir également la réponse à la question 4.1. »*

### **5.3.1.6 Comparaison des coûts des centrales d'Akulivik et de Kuujjuaq**

[53] La Régie a demandé au Distributeur d'expliquer les différences de coûts unitaires en M\$/kW et par habitant pour ces deux centrales. Le Distributeur répond comme suit :

*« Il est hasardeux de comparer la centrale d'Akulivik à celle de Kuujjuaq, surtout quant au coût par MW installé, et ce, pour les raisons suivantes :*

*Certaines activités ne sont pas fonction de la dimension de la centrale ou de la puissance installée. Ainsi les coûts d'avant-projet, d'ingénierie, de gestion de projet et de PECC [note de bas de page omise], et les frais du CSP [note de bas de page omise] pour l'acquisition des biens et services sont approximativement les mêmes pour les deux centrales.*

*Les coûts du transport (maritime et aérien) pour amener à pied d'œuvre les matériaux, le matériel et les équipements sont plus élevés à Akulivik, qui est plus éloignée que Kuujjuaq.*

*Les coûts de transport, de vivre et de couvert de la main-d'œuvre seront plus élevés à Akulivik, à cause de l'éloignement et de la capacité insuffisante d'hébergement (HQD-1, document 1, p. 17).*

*La centrale d'Akulivik sera mise en service cinq ans plus tard que celle de Kuujjuaq. Les coûts subiront une inflation annuelle approximative de 2,6 %<sup>30</sup>. »*

---

<sup>30</sup> Pièce B-0011, R8.1.

### 5.3.1.7 Contrat d'approvisionnement vs Projet

[54] La Régie a également demandé au Distributeur s'il avait examiné les possibilités de conclure un contrat d'approvisionnement avec la communauté locale ou toute autre entreprise qui prendrait en charge la conception, la construction et l'opération d'une centrale électrique à Akulivik. À cela, le Distributeur répond :

*« Le Distributeur n'a pas entrepris de telles démarches, pour des raisons qu'il a déjà exprimées dans le cadre de la demande d'autorisation de la construction de la centrale de Kuujuaq (R-3623-2007, HQD-2, document 1, p. 7-8, questions 3.2 et 3.3). Pour les fins du présent dossier, le Distributeur réitère, mutatis mutandis, ces raisons.*

*Un maître d'ouvrage peut parfois recourir à un contrat clés en main pour la construction d'un ouvrage dont la conception et l'exécution font appel à une expertise qu'il ne possède pas. Dans un tel cas, le contrat clés en main est confié à un maître d'oeuvre, généralement un entrepreneur, spécialisé dans le domaine en question. Celui-ci assume alors la totalité de la responsabilité de la conception de l'ouvrage, de l'approvisionnement des équipements, du matériel et des matériaux, de la construction de l'ouvrage et, le cas échéant, de la mise en route des équipements. Il assume également la responsabilité de la conformité de l'ouvrage et des équipements aux exigences du maître de l'ouvrage.*

*Hydro-Québec possède une grande expertise en matière de conception, d'exploitation et d'entretien de centrales à groupes électrogènes diesel, et d'approvisionnement de matériel électrique et mécanique, dont les équipements de production thermiques. Elle n'a donc pas besoin de recourir à des tiers pour ces activités et n'a pas d'intérêt à le faire puisque son expertise en la matière est supérieure à celle de tout maître d'oeuvre à qui elle pourrait éventuellement confier ces responsabilités.*

*En fait, dans l'éventualité où elle ferait appel à un « clés en main », Hydro-Québec devrait mettre un effort considérable pour l'élaboration d'un devis de performance très détaillé ainsi que pour la surveillance de la conception et de la réalisation de l'ouvrage. Elle devrait également mettre en oeuvre des moyens permettant de pallier rapidement les éventuelles défaillances du maître d'oeuvre, avant et après la mise en service de la centrale. Au bout du compte, rien ne permet d'estimer qu'une telle approche entraînerait des économies.*

*D'autre part, selon ses procédures habituelles, lesquelles s'appliquent au présent cas, Hydro-Québec fera appel à des ingénieurs-conseils pour l'ingénierie de détail et confiera les travaux de construction à un entrepreneur, suite à un appel d'offres. Elle acquerra les équipements et le matériel électriques et mécaniques en faisant appel à la concurrence.*

*Tout contrat constitue un partage des risques entre les parties. En toutes matières, Hydro-Québec a pour pratique de s'assurer que les risques sont assumés par la partie possédant la meilleure expertise à cet égard. Le mode retenu pour la conception, l'approvisionnement, la construction et l'exploitation de la centrale d'Akulivik assure que la prise en charge des risques respecte l'expertise propre à chacun des participants au projet.*

*Comme il est expliqué plus haut, l'expertise d'Hydro-Québec en matière de centrales thermiques et d'alimentation des réseaux autonomes est sans égal, au Québec. Sur le plan technique, elle n'a donc aucun besoin ou intérêt de recourir à un tiers pour répondre aux besoins en électricité de la communauté d'Akulivik.*

*D'autre part, Akulivik n'étant pas reliée au réseau intégré, la centrale thermique constitue la seule source d'alimentation électrique de la communauté. En cas de défaut du propriétaire-exploitant de la centrale (problèmes techniques, difficultés financières, etc.), la communauté pourrait se retrouver dans une situation difficile. Ce n'est pas le cas pour les fournisseurs raccordés au réseau intégré puisque le Distributeur peut toujours instantanément recourir à d'autres sources d'approvisionnement. Pour des considérations de sécurité, le Distributeur ne juge pas opportun de recourir à un tiers pour répondre aux besoins en électricité de la communauté d'Akulivik.*

*Enfin, on peut raisonnablement estimer qu'un producteur indépendant exigerait un rendement élevé, eu égard aux risques associés à la construction et à l'exploitation d'une centrale thermique dans un milieu aussi isolé qu'Akulivik. Ainsi, amener à pied d'oeuvre les équipements, les matériaux et le matériel posent des problèmes logistiques importants. Il est également raisonnable d'estimer que les coûts de construction et d'exploitation d'une centrale répondant aux exigences de fiabilité du Distributeur seraient sensiblement les mêmes pour un producteur indépendant que pour le Distributeur. Ainsi, il est plus que probable que le coût d'approvisionnement serait supérieur, en recourant à un contrat avec un producteur indépendant.*

*Enfin, le Distributeur réitère qu'à sa connaissance une seule centrale en réseau autonome a été construite « clés en main » au cours des dernières années. Le maître d'ouvrage de cette centrale était Newfoundland & Labrador Hydro (NLH). Pour la centrale qu'elle a subséquentement construite, à St. Lewis au Labrador, NLH a eu recours au mode traditionnel, comme celui que le Distributeur retient pour ses centrales en réseaux autonomes (R-3623-2007, HQD-2, document 1.1, p. 17).*

*Voir également la réponse à la question 10.1<sup>31</sup>. »*

### **5.3.1.8 Échanges avec COGUA**

[55] La Régie a, par ailleurs, demandé au Distributeur d'élaborer sur les échanges qu'il aurait pu avoir avec les membres de la COGUA au sujet de la gestion des relations avec les communautés locales, notamment sur les possibilités offertes par la mise en service de centrales diesel au coeur même des communautés. Le Distributeur répond que cet aspect n'avait pas fait l'objet de discussions avec les autres membres de la COGUA. Le Distributeur rappelle qu'il est tenu de respecter les dispositions de la *Loi sur la qualité de l'environnement*<sup>32</sup>.

### **5.3.1.9 Critères de fiabilité et de puissance en réseaux autonomes**

[56] Considérant les coûts élevés associés à une augmentation marginale du niveau de fiabilité de l'approvisionnement des réseaux autonomes, la Régie a demandé au Distributeur d'élaborer sur l'opportunité de procéder, comme au début des années 2000, à une réflexion générale sur les critères de fiabilité et de puissance garantie mis en vigueur par le Distributeur pour les réseaux autonomes. Ce dernier répond ceci :

*« Le Distributeur ne vise pas une « augmentation marginale du niveau de fiabilité de l'approvisionnement des réseaux autonomes », il s'assure plutôt de maintenir la fiabilité de l'alimentation électrique de ses clients en réseau autonome, et ce, par la mise en oeuvre de critères éprouvés. Le Distributeur considère que ses critères de fiabilité sont raisonnables et adéquats et qu'ils se comparent*

---

<sup>31</sup> Pièce B-0011, R10.2.

<sup>32</sup> Pièce B-0021, R1.4.

*avantageusement à ceux de la SÉQ. Il considère de plus qu'il n'est pas requis de réviser ces critères, pour les raisons suivantes.*

*La fiabilité de l'alimentation en réseau autonome dépend principalement de deux critères. Le critère de fiabilité majeur concerne la durée de vie des groupes.*

*Le Distributeur a déjà augmenté au maximum la durée de vie de ses groupes. Par exemple, pour les groupes G1 et G2 de Cape Dorset la SÉQ considère une durée de vie entre 90 000 et 100 000 heures. Pour des groupes semblables, le Distributeur considère une durée de vie entre 96 000 et 112 000 heures [note de bas de page omise]. Le critère du Distributeur est moins onéreux que celui de la SÉQ.*

*Le second correspond à la puissance garantie, établie à 90 % X (n-1). La validité de ce dernier critère a été maintes fois reconnue par la Régie (voir les décisions D-2002-169, D-2005-178 et D-2008-133).*

*Le critère de puissance garantie de la SÉQ est aussi plus exigeant que celui du Distributeur. Premièrement, le Distributeur considère la puissance « prime » des groupes tandis que la SÉQ considère la puissance en service continu des groupes. Cette dernière est généralement de 10 % moins élevée que la puissance « prime ». Par exemple à Cape Dorset, selon les normes de la SÉQ, la puissance garantie est de 1260 kW (540 kW + 720 kW). Suivant les normes du Distributeur, elle serait de (600 kW + 855 kW)\*90 % = 1310 kW soit de 50 kW supérieure. Deuxièmement, la SÉQ considère que la puissance garantie requise doit au moins être égale à 110 % de la demande de pointe. Le Distributeur considère pour sa part que la puissance garantie requise doit au moins être égale à 100 % de la demande de pointe. Par exemple, pour Akulivik, la puissance garantie de 540 kW, soit (300 kW + 300 kW)\*90 %, a été dépassée de 40 kW à l'hiver 2010 (HQD-1, Document 1, p.8). Avec les critères de la SÉQ, la puissance installée garantie de 540 kW (270 kW + 270 kW) serait dépassée de 98 kW, soit (580 kW \*110%) - 540 kW<sup>33</sup>. »*

---

<sup>33</sup> Pièce B-0021, R3.3.



### 5.3.1.10 Révision des critères de conception du Projet

[57] À la question 7 de sa demande de renseignements n° 2, la Régie évoque l'éventualité d'un refus du Projet, avec l'enveloppe budgétaire qui lui est actuellement allouée, et demande au Distributeur d'élaborer sur la possibilité qu'il puisse répondre aux besoins d'électricité de la communauté d'Akulivik avec un projet qui exigerait un investissement considérablement moins élevé, avec des critères de conception et des normes techniques permettant d'assurer l'approvisionnement en électricité d'Akulivik à l'intérieur des budgets unitaires habituellement consacrés aux autres communautés de l'Arctique, à l'exclusion du projet de la centrale de Kuujjuaq. Le Distributeur répond ceci :

*« Comme le Distributeur l'a démontré dans le dossier de la centrale de Kuujjuaq (et c'est également le cas en l'espèce), « la conception de la centrale que le Distributeur propose a été élaborée en détail, par une équipe d'architectes, d'ingénieurs et de techniciens, suite à un processus rigoureux, afin de s'assurer qu'elle répondra à ses exigences au moindre coût [note de bas de page omise]. » Contrairement à ce que le préambule de la question semble laisser entendre, les normes applicables à la centrale d'Akulivik ne constituent ni des « critères plus exigeants qu'habituellement », ni des « choix techniques de plus en plus exigeants ». Le Distributeur précise que les exigences techniques de la centrale d'Akulivik sont exactement celles que la Régie a reconnues valides pour la centrale de Kuujjuaq. La justification de ces normes a alors été démontrée (R-3623-2007, HQD-2, Document 1, p. 15-17 et HQD-2, Document 1.1, p. 3-8). En outre comme il est expliqué en réponse à la question 2.1, l'expérience acquise pour Kuujjuaq permettra d'optimiser le concept, ce qui amènera une réduction directe des coûts de réalisation de la centrale. La question de la Régie semble indiquer qu'elle considère approprié le budget de construction de la centrale de Kuujjuaq. On peut raisonnablement déduire que celui de la centrale d'Akulivik l'est donc également. À cet égard, le Distributeur souligne que les « budgets unitaires », que ce soit par habitant ou par kW installé, ne sont pas significatifs dans le cas de centrales diesel puisque chacune constitue un cas d'espèce et que les coûts fixes sont élevés,*

*Pour le Distributeur la « réflexion sur ses critères de conception et ses normes techniques » fait l'objet d'un processus d'amélioration continue grâce à son expertise et à l'expérience qu'il acquiert quotidiennement dans l'exploitation, l'entretien, la réfection et la construction de ses équipements. Le Distributeur réitère que ses critères et normes de conception, de construction et d'exploitation*

*sont adéquats et éprouvés. Le Distributeur ne considère pas opportun de réduire les exigences nécessaires à une alimentation fiable de sa clientèle.*

*Voir également la réponse à la question 4.1<sup>34</sup>. »*

### **5.3.1.11 Conclusion de la Régie sur les coûts**

[58] Les faits relatés plus haut constituent la preuve non contredite du Distributeur sur les coûts du Projet. Le seul intéressé ayant soumis des observations écrites, S.É./AQLPA, n'a pas abordé cette question et recommande à la Régie d'autoriser le Projet.

[59] Comme en témoignent les questions de la Régie soumises au Distributeur par demandes de renseignements, la Régie avait — et a encore dans une certaine mesure — une préoccupation relativement aux coûts du Projet et, plus généralement, avec les coûts de ce type de projet en milieu nordique.

[60] Les réponses du Distributeur confirment qu'en effet les coûts de construction d'une centrale thermique en région nordique sont élevés, et ce, pour des raisons qu'il explique.

[61] Cela étant dit, la Régie croit que le Distributeur devrait examiner de plus près les expériences qui ont lieu ailleurs, dans des réseaux non reliés à ces latitudes, pour sérieusement réduire le déficit de ces réseaux autonomes. Il est fort probable qu'une entreprise privée, impliquant les communautés locales ou autres, ne pourrait fournir sur une base contractuelle de l'énergie ou de la puissance à un coût moindre si elle devait nécessairement appliquer les mêmes normes que le Distributeur. L'amélioration continue peut impliquer de revoir les façons de faire et non seulement d'améliorer ce qu'on fait.

[62] La Régie est consciente que les communautés des villages nordiques du Québec ont droit à un service de qualité, notamment en termes de fiabilité et sécurité des réseaux autonomes. Ainsi, la Régie ne préconise pas, sans que la question soit débattue formellement, d'abaisser de façon inconsidérée les normes en milieu nordique pour diminuer les coûts. Le problème est toujours de trouver le juste équilibre entre ce qui peut se faire aux meilleurs coûts, tout en maintenant la qualité de service. Il y a également un équilibre à rechercher au niveau de la qualité du service qu'il est économiquement

---

<sup>34</sup> Pièce B-0021, R7.1.

souhaitable d'offrir sur le vaste territoire québécois. Il n'incombe pas à la présente formation de susciter un tel débat. Il reviendrait plutôt à la Régie, dans le cadre des pouvoirs que la Loi lui reconnaît, d'agir de sa propre initiative<sup>35</sup>.

#### **5.4 FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT TARIFAIRE DU PROJET**

[63] Ces questions sont traitées à la section 6 de la pièce B-0005 déposée au présent dossier.

[64] La Régie évalue la faisabilité économique des projets essentiellement en considérant leur impact sur les tarifs du Distributeur. Les investissements ne générant pas de revenus ont un impact différent sur les tarifs que ceux reliés à la croissance des besoins de distribution.

[65] Dans le cas du Projet, la plus grande partie des investissements sont dans la catégorie « maintien des actifs », puisque le remplacement de la Centrale ne génère pas de revenus additionnels.

[66] Le Distributeur évalue l'impact marginal du Projet sur les revenus requis par rapport à la situation actuelle.

[67] Il prévoit que les charges d'exploitation resteront sensiblement inchangées par rapport à la situation actuelle, sauf pour des économies au chapitre de la consommation de carburant, lesquelles résulteront de l'amélioration de l'efficacité des nouveaux équipements de production par rapport aux anciens. Ces économies passeront d'environ 88 k\$ en 2016 à environ 279 k\$ en 2030, en fonction de l'évolution des prix du carburant et de l'augmentation de la demande d'électricité durant cette période<sup>36</sup>. Sur la période de 2016 à 2030, les économies, à ce chapitre, s'élèveront à un peu plus de 3,5 M\$ (courants).

[68] Les seuls autres éléments qui auront un effet sur les tarifs du Distributeur par rapport à la situation actuelle sont le rendement sur la valeur de l'actif inclus à la base de tarification (coût de la dette et rendement sur l'avoir propre), la charge d'amortissement afférente à l'actif et la taxe sur les services publics afférente à l'actif.

---

<sup>35</sup> Voir notamment les articles 32, 35, 42 et 48 de la Loi.

<sup>36</sup> Pièce B-0005, page 19.

[69] Le tableau 6 de la pièce B-0005<sup>37</sup> montre que l'impact du Projet sur les revenus requis est marginal. Ainsi, en 2016, l'augmentation des revenus requis est de 5,6 M\$ et décroît au fil des ans jusqu'en 2032.

## **5.5 AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS**

[70] Aucune autorisation n'est requise en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, car la Centrale est d'une puissance inférieure à 3 000 kW.

[71] Le Distributeur doit cependant obtenir une autorisation du gouvernement, conformément aux dispositions de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec*<sup>38</sup> et du Décret concernant la construction d'immeubles destinés à la production d'électricité par Hydro-Québec. Cette demande d'autorisation sera déposée au cours de 2011.

## **5.6 IMPACT SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ**

[72] Cet aspect est déjà documenté à la section traitant de la mise en contexte et de la justification du Projet. Le Distributeur ajoute que la nouvelle centrale pourra répondre de façon fiable aux besoins croissants de la communauté au cours des prochaines années. Les risques de pannes, de bris majeurs et d'incendies seront grandement réduits. De plus, la qualité de vie des habitants sera grandement accrue par le déplacement de la Centrale.

---

<sup>37</sup> Page 20.

<sup>38</sup> L.R.Q., c. H-5.

## 5.7 AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[73] Cet aspect de la demande est abordé à la section 5.2 portant sur la description du Projet.

## 5.8 DEMANDE DE CONFIDENTIALITÉ

[74] Le Distributeur a déposé sous pli confidentiel la pièce HQD-3, document 1.1<sup>39</sup>. Il demande à la Régie de se prévaloir de l'article 30 de la Loi et d'interdire toute divulgation de ce document et des renseignements qu'il contient, en raison de leur caractère confidentiel et des motifs d'intérêt public.

[75] L'affirmation solennelle déposée au soutien de la demande de confidentialité précise que ce document contient le détail des coûts d'approvisionnement et de construction relatif au Projet. Ces informations sont sensibles, de nature commerciale et confidentielle et leur diffusion est susceptible de porter atteinte aux intérêts économiques du Distributeur et de sa clientèle, puisqu'elle pourrait influencer à la hausse les prix de biens, de services et de travaux que le Distributeur se procurera afin de réaliser le Projet.

[76] **La Régie accueille la demande de confidentialité du Distributeur. Elle accorde donc un traitement confidentiel à la pièce HQD-3, document 1.1.**

[77] **Pour ces motifs,**

### La Régie de l'énergie :

**AUTORISE** le Distributeur à construire une nouvelle centrale thermique à Akulivik;

**PREND ACTE** de l'engagement du Distributeur d'obtenir une nouvelle autorisation du conseil d'administration d'Hydro-Québec pour tout dépassement supérieur à 15 % du montant autorisé et d'en informer la Régie en temps opportun;

---

<sup>39</sup> Réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie.

**DEMANDE** au Distributeur de présenter, dans son rapport annuel, selon l'article 75 de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 3 de la pièce B-0005,
- le suivi de l'échéancier du Projet,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances;

**INTERDIT** la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce HQD-3, document 1.1.

Richard Lassonde  
Régisseur

S.É./AQLPA représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;  
Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Éric Fraser.