

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DE LA RÉGIE**



1. **Référence :** (i) Pièce B-0005, page 5.

**Préambule :**

(i) « *Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) de l'autoriser à construire une nouvelle centrale thermique à Akulivik, un projet évalué à 49,4 M\$ (courants). Ce coût ne comprend pas le démantèlement de la centrale existante et la décontamination des sols à l'emplacement de celle-ci* ».

**Demande :**

- 1.1 Veuillez préciser individuellement les coûts de démantèlement de la centrale existante et ceux de décontamination des sols.

**Réponse :**

**Les coûts estimatifs paramétriques se répartissent de la façon suivante :**

- **démantèlement de la centrale existante : 2,8 M\$**
- **décontamination des sols : 3,0 M\$.**

**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.**

2. **Références :** (i) Pièce B-0005, page 8;  
(ii) Pièce B-0005, page 14;  
(iii) Pièce B-0005, page 15.

**Préambule :**

(i) Le tableau 2 présente la prévision de la demande et fait état de besoins en puissance de pointe de 670 kW en 2015 et de 800 kW en 2020, sur la base d'une croissance annuelle moyenne de 3,2 %. Avec ce même taux de croissance annuel moyen, on obtient un besoin de puissance d'environ 1320 kW en 2036.

(ii) « *La centrale comptera trois groupes électrogènes de type électronique. Deux seront d'une puissance nominale de l'ordre de 753 kW chacun et le troisième de l'ordre de 522 kW, pour une puissance installée d'environ 2028 kW et une puissance garantie d'environ 1148 kW, à la mise en service.* »

(iii) « *À l'étape ultime, [soit en 2032], la centrale sera en mesure d'abriter trois groupes électrogènes de l'ordre de 950 kW, pour une puissance totale installée de quelque 2850 kW, ce qui permettra d'alimenter la charge au-delà de 25 ans après la*

*mise en service* ». Cette puissance installée correspond à une puissance garantie de 1 700 kW selon les critères utilisés par le Distributeur.

**Demandes :**

- 2.1** Veuillez 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.

**Réponse :**

**Considérant les coûts de mobilisation et de démobilitation 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 démobilitation 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.**

**Voir également R-3623-2007, HQD-2, document 1.1, p. 8-9, réponse 2.1.**

- 2.2** Considérant la prévision de la demande à long terme, veuillez justifier la mise en place de trois groupes électrogènes de 950 kW à l'horizon de 2032.

**Réponse :**

La centrale est conçue pour pouvoir abriter 3 groupes de 950 kW à l'ultime. Cependant, la puissance des groupes qui seront installés tout au long de la vie de la centrale sera déterminée selon la prévision de la demande. Il est donc possible que des groupes plus petits suffisent.

Il est cependant prudent de prévoir dès maintenant un espace suffisant pour des groupes de 950 kW. Voir également la réponse à la question 2.1.

- 3. Références :** (i) Pièce B-0005, page 8;  
(ii) Pièce B-0005, page 19.

**Préambule :**

(i) « D'autre part, le Distributeur maintiendra tous les programmes d'utilisation efficace de l'énergie (compensation pour le prix du mazout ou du propane, programmes d'entretien annuel et de réparation/dépannage des équipements) pour maintenir au minimum le recours à l'électricité pour le chauffage de l'eau et des espaces. »

(ii) Le Distributeur prévoit un prix du carburant qui évolue de 1,46 \$/l en 2016 à 2,57 \$/l en 2030.

**Demande :**

- 3.1** Veuillez indiquer les coûts du programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉRA) à Akulivik au cours des dernières années et l'évolution prévue de ces coûts à l'horizon 2036 en fonction des hypothèses du Distributeur sur la croissance de la communauté et des prix des carburants.

**Réponse :**

**Le Distributeur ne possède pas cette information pour chacune des communautés. Pour l'ensemble du Nunavik, pour chacune des années 2009 et 2010, les coûts ont été de l'ordre de 4 M\$ (R-3748-2010, HQD-4, document 5.1). Le Distributeur ne dispose pas de projection de ces coûts à l'horizon 2036.**

- 4. Références :** (i) Pièce B-0005, pages 8 et 9;  
(ii) Pièce B-0005, pages 14 à 16;  
(iii) Dossier R-3623-2006, pièce B-1, HQD-1, document 1, page 11;  
(iv) Dossier R-3648-2010, pièce B-0026, page 18;  
(v) [GRA & Infrastructure Presentation-URRC Public Hearings.Nunavut.January 2011-French](#), page 25.

**Préambule :**

(i) « Par conséquent, il n'y a pas de potentiel significatif pour des mesures relatives à ces usages, ni pour des mesures de gestion de la consommation d'électricité ou d'autres mesure d'utilisation efficace de l'énergie ».

(ii) « La nouvelle centrale sera construite à 250 mètres de l'ancien bâtiment, sur un site surélevé choisi avec l'accord de la population. L'approche retenue pour réaliser cette nouvelle centrale est caractérisée par des orientations conceptuelles écologiques qui s'inspirent des mesures généralement reconnues dans le domaine (LEED). [...] »

« 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. [...] »

« Chaque groupe électrogène sera séparé des autres par des murs coupe-feu et possédera un pont roulant individuel pour faciliter l'entretien. [...] »

« La récupération de la chaleur résiduelle des radiateurs des groupes assurera le chauffage de la centrale. [...]. Vu son expertise en la matière, Hydro-Québec Équipement et services partagés sera chargée de la réalisation du projet, suivant le modèle retenu pour la centrale de Kuujuaq (Dossier R-3623-2006). » [nous soulignons]

(iii) « La récupération de la chaleur résiduelle des radiateurs assurera le chauffage de la centrale. Un potentiel additionnel d'énergie thermique serait utilisable, dans l'hypothèse où un établissement industriel ou commercial s'installe à proximité et qu'il requière de la chaleur. L'alimentation de ces charges serait alors à négocier avec la municipalité ou le promoteur, ce qui contribuerait aussi à la réduction des GES ».

(iv) « Finalement, lors de la conception de la centrale, le Distributeur s'est enquis auprès de la communauté de son intérêt pour de la chaleur excédentaire. La réponse fut négative. Ce n'est que par la suite que la demande pour la serre est survenue. Il était alors trop tard pour changer la conception de la centrale. Un nouveau système devrait donc être ajouté au système actuel ».

(v) La Société d'énergie Qulliq (SÉQ) souligne que « la récupération de la chaleur résiduelle peut améliorer l'efficacité de la centrale de 100%. Il s'agit d'une méthode peu coûteuse de réduire l'utilisation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux ».

**Demandes :**

4.1 Veuillez indiquer si, au cours des dix dernières années, la communauté a proposé un projet qui pourrait être adjacent à la nouvelle centrale afin de profiter de la chaleur excédentaire qui y est produite.

**Réponse :**

**Non.**

- 4.2** Veuillez élaborer sur les besoins de chaleur de la communauté d'Akulivik, soit pour des bâtiments existants soit pour des projets futurs, et indiquer comment le Distributeur en tient compte dans la conception de la centrale afin de pouvoir répondre à ces besoins à un coût permettant de rendre la récupération de chaleur financièrement viable.

**Réponse :**

**Selon ce qui est prévu à l'avant-projet, le système de récupération de chaleur installé à la centrale aura une capacité de 240 kW<sub>th</sub>. Après l'utilisation de cette chaleur pour les besoins de chauffage du Distributeur, une chaleur excédentaire maximale d'approximativement 70 kW<sub>th</sub> pourrait être disponible à la sortie de la centrale pour d'éventuels besoins de la communauté.**

**Cependant, la communauté n'a exprimé aucun besoin pour de la chaleur et souhaite même qu'aucun immeuble ne soit construit à proximité de la centrale.**

**Voir également la réponse à la question 4.1.**

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 11;
  - (ii) Pièce B-0005, page 12;
  - (iii) Pièce B-0005, page 13.

**Préambule :**

(i) « *En plus d'être en très mauvais état, la centrale actuelle constitue une source importante de pollution par le bruit et les émissions atmosphériques. La population en subit des inconvénients et a exprimé de nombreuses plaintes ; elle rejette la réfection de la centrale comme solution* ».

(ii) « *En outre, le Distributeur jugeant primordiale l'acceptation du projet par la communauté concernée, la réfection de la centrale existante ne peut être retenue* ».

(iii) « *La construction d'une nouvelle centrale est envisagée depuis une dizaine d'années et est absolument nécessaire. Comme le démontre ce qui précède, il s'agit de la seule solution acceptable qui puisse assurer de façon fiable l'alimentation électrique d'Akulivik* ».

**Demandes :**

- 5.1 Veuillez déposer tout document, rapport ou compte-rendu de réunion qui concerne les plaintes déposées par la population locale, et ce, depuis les cinq dernières années.

**Réponse :**

Lors d'une rencontre avec le Distributeur, en janvier 2007, les représentants de la communauté ont exprimé leur préoccupation quant à la pollution engendrée par la centrale, laquelle se situe à proximité de l'école. Le Distributeur leur a alors confirmé que la localisation de la nouvelle centrale prendra en compte ces préoccupations.

Lors d'une rencontre avec le Distributeur, en février 2010, les représentants de la municipalité ont formulé une nouvelle plainte concernant la pollution de la centrale. Le Distributeur a alors entrepris de réorienter les cheminées afin de modifier la dispersion des émissions.

Les extraits pertinents des comptes-rendus des rencontres avec les représentants de la communauté sont déposés en annexe au présent document.

- 5.2 Veuillez déposer tout document, rapport ou compte-rendu de réunion qui concerne le processus de consultation de la population et les conclusions qui s'y rattachent.

**Réponse :**

Le projet a été présenté à la municipalité d'Akulivik et à la corporation foncière en octobre 2008. Les différents aspects du projet ont été expliqués et le maire d'Akulivik a souhaité que le projet se réalise le plus rapidement possible. Une visite du site projeté a également été organisée.

En août 2010, le Distributeur a présenté les dessins préliminaires de la nouvelle centrale et a discuté du projet avec les représentants de la communauté. Suite à cette rencontre, la municipalité a adopté la résolution 2010-44 confirmant son acceptation du projet. Celle-ci est déposée en annexe au présent document.

Les extraits pertinents des comptes-rendus des rencontres avec les représentants de la communauté sont déposés en annexe au présent document.



- 5.3** Outre l'élimination du bruit et la réduction de la pollution reliées à la centrale actuelle, veuillez élaborer sur les préoccupations de la population et sur les motifs pour lesquels celle-ci est favorable à la construction d'une nouvelle centrale.

**Réponse :**

**Comme il est mentionné dans la résolution 2010-44, la communauté d'Akulivik est favorable au projet de nouvelle centrale, car celle-ci permettra de répondre aux besoins engendrés par la croissance de la population du village et les nouvelles constructions.**

**En 2003, la municipalité avait adopté le règlement 03-03, concernant un changement de zonage pour permettre la construction de la nouvelle centrale. Le préambule du règlement, produit en annexe au présent document, mentionne les besoins croissants de la population et les contraintes d'espace de l'emplacement de la centrale existante.**

**Les extraits pertinents des comptes-rendus des rencontres avec les représentants de la communauté sont déposés en annexe au présent document.**

- 5.4** Veuillez préciser les raisons pour lesquelles la centrale actuelle est en très mauvais état alors qu'elle est sous la responsabilité du Distributeur depuis 1981.

**Réponse :**

**Comme il l'indique dans sa preuve (HQD-1, document 1, p. 9), le Distributeur a acquis cette centrale du gouvernement fédéral en 1981. À cette époque, celle-ci était en exploitation depuis déjà quelques années et son âge exact est inconnu.**

**La centrale est vétuste, ce qui est normal pour une centrale diesel de plus de 30 ans. Mais, en outre, les lieux sont exigus. Il n'y a pas d'espace à l'intérieur pour remplacer les groupes actuels par des modèles plus puissants. On ne peut non plus agrandir la centrale puisque l'espace sur le terrain actuel est insuffisant. La capacité des câbles de puissance des groupes et des artères est dépassée et il n'y a pas d'espace pour les remplacer par des plus gros, en ajouter ou les déplacer. La capacité nominale des transformateurs d'artères est également dépassée en cas de contingence et on ne peut de toute façon les remplacer par des modèles plus puissants puisque les câbles de puissances qui les alimentent ont une capacité insuffisante.**

**Le Distributeur a exploité et entretenu cette centrale selon les pratiques en vigueur dans ce domaine. Cependant, la centrale a atteint la fin de sa vie utile.**

- 5.5** Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas construit une nouvelle centrale à Akulivik plus tôt, alors que la construction de celle-ci est envisagée depuis une dizaine d'année.

**Réponse :**

**La révision des critères de fiabilité et de vie utile des moteurs, au début des années 2000, a permis de prolonger la vie utile des groupes électrogènes et de repousser les besoins d'augmentation de puissance des centrales diesel du Distributeur. Le projet d'une nouvelle centrale à Akulivik a donc été suspendu temporairement.**

**Le projet a redémarré en 2007, suite à l'augmentation brusque de la charge. Après l'étude d'avant-projet de 2009, plusieurs solutions ont été étudiées afin de réduire le coût du projet. L'avant-projet final, incluant les coûts et l'échéancier, n'a été disponible qu'en décembre 2010.**

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 12;
  - (ii) Pièce B-0005, page 15;
  - (iii) Pièce B-0005, page 16.

**Préambule :**

(i) « *Par ailleurs, le Distributeur prévoit réaliser un projet pilote de JED à Akulivik, lequel serait mis en service environ un an après la nouvelle centrale. La nouvelle centrale est conçue en fonction de ce JED et l'intégration de celui-ci devrait se faire dans des conditions optimales* ».

(ii) « *Des espaces sont prévus pour accueillir les équipements nécessaires à l'intégration d'un système de jumelage éolien-diesel (JED)* ».

(iii) « *Le projet nécessite des investissements totalisant quelque 49,4 M\$ (courants)* ».

**Demandes :**

- 6.1** Veuillez élaborer sur l'accueil réservé par la population locale à un éventuel projet pilote de JED et déposer tout document découlant du processus de consultation de la population à ce sujet.

**Réponse :**

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.

- 6.2** Veuillez présenter les objectifs, les coûts estimés et l'échéancier associés au projet pilote de JED à Akulivik.

**Réponse :**

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.

- 6.3** Veuillez préciser les coûts de la nouvelle centrale qui soient spécifiquement associés au projet pilote de JED.

**Réponse :**

**Ces seuls coûts 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.**

- 6.4** Veuillez estimer les contributions annuelles en énergie (GWh) et en puissance (MW) du système JED à la suite de son implantation.

**Réponse :**

**Ces données seront précisées lors de l'avant-projet, lequel débutera en 2012.**

- 6.5** Veuillez indiquer si la puissance installée de la nouvelle centrale est réduite en conséquence de l'intégration d'un système JED. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

**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.**

**Voir également R-3623-2007, HQD-2, document 1, réponse 8.1.**

- 6.6** Veuillez indiquer ce qu'advierait des équipements nécessaires à l'intégration d'un projet pilote JED advenant la non-réalisation, pour diverses raisons, d'une future intégration permanente d'un tel système à Akulivik.

**Réponse :**

**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.**

**Voir également la réponse à la question 6.3.**

- 7. Références :** (i) Dossier R-3623-2007, pièce B-7, HQD-2, document 1, page 4;

- (ii) Pièce B-0005, page 15;
- (iii) Pièce B-0005, page 16;
- (iv) Pièce B-0005, page 19;
- (v) Pièce B-0006, en liasse;
- (vi) Dossier R-3748-2010, pièce B-0005, pages 85 et 86.

**Préambule :**

(i) À la réponse à la question 2.1, le Distributeur transmettait un tableau en annexe qui ventilait les coûts du projet, excluant le démantèlement de la centrale existante et la décontamination, mais incluant l'avant projet. Les dépenses capitalisables étaient présentées selon le rythme de déploiement annuel et les montants étaient exprimés en dollars courants.

(ii) « *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 projet nécessite des investissements totalisant quelque 49,4 M\$ (courants)* ». Le tableau 3 présente une ventilation partielle des coûts du projet pour l'horizon 2010 à 2016.

(iv) Le Distributeur 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. Deux facteurs expliquent cette progression : l'évolution du prix du carburant (de 1,46 \$/l en 2016 à 2,57 \$/l en 2030) et l'augmentation de la demande en électricité* ».

(v) Le Distributeur présente les analyses économique et financière du scénario retenu sur une période d'analyse de 26 ans.

(vi) Dans le cadre du dossier R-3748-2010, le Distributeur présente les scénarios fort et faible de la prévision de la demande d'électricité en énergie. Ces scénarios s'appuient notamment sur des prévisions distinctes du prix du pétrole brut WTI.

**Demandes :**

7.1 Veuillez fournir, sous formats papier et électronique, une ventilation des coûts du projet d'Akulivik tel que celui produit à l'annexe 1 de la référence (i).

**Réponse :**

**Le Distributeur dépose les informations demandées sous pli confidentiel, à la pièce HQD-3, document 1.1.**

- 7.2 Veuillez décrire de façon détaillée les « autres services » indiqués à la référence (ii) et attribuer à ces services leur part des dépenses d'investissements et des dépenses d'exploitations.

**Réponse :**

**Le garage de distribution sera annexé à la centrale thermique. Son coût total en investissements est estimé à 2,35 M\$, soit un peu moins de 4,8 % du coût total du projet.**

- 7.3 Veuillez calculer le coût global actualisé du projet d'Akulivik en ¢/kWh sur la période de 2011 à 2036 en tenant compte de la demande d'électricité prévue durant cette période. En outre, veuillez ventiler ce coût global actualisé en fonction des dépenses d'investissements, des dépenses d'exploitations et des coûts de carburant. Veuillez fournir un fichier Excel contenant le détail des calculs.

**Réponse :**

**Le tableau suivant présente le coût global actualisé du projet Akulivik en ¢/kWh.**

<b>Projet Akulivik</b>	<b>¢ / kWh</b>
<b>Investissements (1)</b>	55,7
<b>Valeurs résiduelles (2)</b>	7,2
<b>Dépenses :</b>	
Charges d'exploitation (réduction carburant)	-2,0
Taxe sur les services publics	2,2
Taxe sur le capital	0,0
<b>Dépenses totales (3)</b>	<b>0,29</b>
<b>Coût global actualisé (¢ / kWh) (1-2+3)</b>	<b>48,7</b>

**Le coût global actualisé de 48,7 ¢/kWh est obtenu en divisant le coût global actualisé du projet (35,2 M\$) par la valeur actualisée en kWh de la production prévue au scénario moyen de la demande pour la période 2011 – 2036.**

**Comme il est mentionné dans la preuve (HQD-1, document 1, page 19), la rubrique *charges d'exploitation* considère seulement la variation des**

coûts de carburant puisque le Distributeur prévoit que les autres charges d'exploitation demeureront sensiblement inchangées.

- 7.4 Veuillez comparer le coût global actualisé du projet d'Akulivik avec celui de la centrale de Kuujuaq. Veuillez notamment comparer les coûts globaux actualisés des dépenses d'investissements, des dépenses d'exploitation et des coûts de carburant.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente le coût global actualisé de la centrale d'Akulivik et celui de la centrale de Kuujuaq.

Analyse économique	Centrale Akulivik	Centrale Kuujuaq	Centrale Kuujuaq
	R-3756-2011	R-3623-2007	R-3623-2007 actualisé en \$2011
Taux d'actualisation	5,913%	6,410%	6,410%
	k\$ act. 2011	k\$ act. 2006	k\$ act. 2011
<b>Investissements</b>	<b>40 255</b>	<b>42 934</b>	<b>58 575</b>
<b>Valeurs résiduelles</b>	<b>5 223</b>	<b>9 470</b>	<b>12 920</b>
<b>Dépenses :</b>			
Charges d'exploitation (réduction de carburant)	-1 411	-1 601	-2 184
Taxe sur les services publics	1 622	1 713	2 337
Taxe sur le capital	1	976	1 332
<b>Dépenses totales</b>	<b>213</b>	<b>1 088</b>	<b>1 484</b>
<b>Coût global actualisé</b>	<b>35 244</b>	<b>34 552</b>	<b>47 140</b>

Le coût global actualisé des deux centrales, présenté dans leur dossier respectif, ne peut être comparé puisque les montants ne sont pas actualisés à la même année. À titre indicatif et afin de permettre la comparaison, le Distributeur présente à la dernière colonne du tableau, le coût global actualisé de la centrale de Kuujuaq (R-3623-2007), sur lequel un taux de rendement annuel (6,41 %) a été appliqué pour les années 2007 à 2011. Le coût global actualisé de la centrale d'Akulivik est inférieur de 11,8 M\$ à celui de la centrale de Kuujuaq, évalué à 47,1 M\$, en dollars 2011

L'économie en carburant est inférieure pour le projet d'Akulivik car la charge y est inférieure à celle de Kuujuaq.

Le Distributeur tient à préciser que toute comparaison entre deux projets doit se faire avec prudence car leur contexte respectif est différent. Voir également la réponse à la question 8.1.

- 7.5** Veuillez calculer le coût global actualisé du projet d'Akulivik en ¢/kWh sur la période de 2011 à 2036 en tenant compte de la demande d'électricité prévue durant cette période. En outre, veuillez ventiler ce coût global actualisé en fonction des dépenses d'investissements, des dépenses d'exploitations et des coûts de carburant basés sur un scénario fort de la demande, et ce, tel que présenté à la référence (vi). Veuillez fournir un fichier Excel contenant le détail des calculs.

**Réponse :**

**Le plan d'équipement du Distributeur est fait à partir du scénario moyen de la demande. L'objectif de ce plan est de minimiser les coûts associés à la production d'électricité sur l'ensemble de l'horizon étudié, tout en s'assurant d'être en mesure de répondre à la pointe annuelle prévue pour un réseau, et ce, tout en respectant le critère de puissance garantie. La solution au moindre coût doit prendre en compte toutes les dépenses prévues sur l'horizon de planification.**

**L'utilisation d'un scénario fort de la demande pour fins de planification entraînerait des augmentations indues des coûts, résultant des devancements inutiles des investissements. Pour cette raison, un scénario fort de la demande n'est pas utilisé pour la planification des besoins en réseaux autonomes. Le Distributeur ne dispose pas de cette information.**

**Par ailleurs, le Distributeur s'assure de pouvoir pallier une croissance plus forte de la demande en prévoyant, sur l'horizon d'analyse, l'espace nécessaire afin d'être en mesure d'effectuer le remplacement des groupes en place par des groupes plus puissants.**

**Voir également la réponse à la question 2.1.**

- 8. Références :**
- (i) Dossier R-3740-10, pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 9 et 10;
  - (ii) Dossier R-3740-10, pièce B-9, HQD-13, document 1, page 36;
  - (iii) Dossier R-3623-06, décision D-2007-103, page 5;
  - (iv) Dossier R-3623-06, décision D-2007-103, page 6;
  - (v) Dossier R-3623-06, décision D-2007-103, page 7.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur explique que le coût évité de puissance de 292 \$/kW/an à Schefferville est basé sur le coût d'achat et d'installation d'un groupe électrogène diesel de 2,7 MW, au coût de 3 M\$ et de la « permanentisation » de deux groupes diesel



existants de 1,7 MW, au coût de 7,7 M\$, des investissements requis pour respecter le critère de puissance garantie à l'horizon de 2016.

(ii) « La valeur du coût évité de puissance de 292 \$/kW/an pour 2011 à Schefferville correspond au coût du groupe électrogène additionnel pour 3 M\$ auquel s'ajoute un coût de 7,7 M\$ pour rendre les groupes électrogènes permanents.

*L'installation est permanente en ce sens que les groupes sont placés à l'intérieur, dans un espace fermé, chauffé et clôturé. La permanentisation permet ainsi :*

- d'assurer la fiabilité de démarrage et du fonctionnement des groupes;
- de sécuriser l'exploitation des groupes;
- et de rendre un service équivalent à l'ajout d'une turbine hydraulique. [nous soulignons] La notion de service équivalent légitime le Distributeur d'utiliser ces coûts comme signal de coût évité.

*Comparée à l'ajout d'une turbine additionnelle à la centrale Menihék (au coût estimé de 344 \$/kW/an), la permanentisation des groupes est une solution avantageuse puisqu'elle assure, à moindre coût, le respect du critère de puissance garantie. »*

(iii) « Le Projet consiste à construire une nouvelle centrale thermique en retrait de Kuujuaq, comprenant cinq groupes électrogènes d'une puissance nominale de 1285 kW chacun, pour une puissance installée de 6425 kW. Ces groupes seront plus performants. Ils permettront d'améliorer le rendement des groupes électrogènes (de 3,8 à 3,9 kWh/litre), d'économiser du carburant et de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). La nouvelle centrale pourra abriter, suivant les besoins, jusqu'à huit groupes électrogènes. »

(iv) « Comme le Distributeur a appliqué des critères plus exigeants qu'habituellement à la conception de la centrale, notamment en dotant chaque groupe électrogène d'une baie parfaitement isolée et d'un service d'entretien autonome, la Régie a demandé plusieurs renseignements sur l'incidence de cela sur les coûts du Projet. La Régie accepte les explications fournies par le Distributeur à cet égard mais demeure néanmoins préoccupée par le fait que des choix techniques de plus en plus exigeants entraînent la croissance des coûts du Distributeur. »

(v) « La puissance installée de la centrale sera de 6 425 kW à un coût de 44,3 M\$. Cela équivaut à un coût d'environ 7 M\$/MW.

*La Régie a questionné ce coût en M\$/MW de la nouvelle centrale. Sur la comparaison en M\$/MW du coût de centrales en milieu nordique évoquée par la Régie, le Distributeur cite deux cas, Salluit (6,3 M\$/MW) et Île d'Anticosti (4,0 M\$/MW), et précise qu'on ne peut comparer le Projet avec la centrale de l'Île d'Anticosti, qui est plus accessible.*

*Les coûts du Projet se situent dans le haut d'une fourchette de 5 à 7 M\$/MW identifiés au dossier de Schefferville. Le Distributeur cite d'autres coûts de projets ailleurs en milieu nordique qui sont de l'ordre de 5,2 M\$/MW. »*

**Demande :**

Considérant que :

- Le Distributeur envisageait installer une centrale diesel de réserve à Schefferville à un coût unitaire de 1,8 M\$/MW de capacité installée;
- La centrale de Kuujuaq a été construite à un coût unitaire d'environ 7,0 M\$/MW de capacité installée pour desservir une population de 2 200 habitants;
- Le projet de centrale pour Akulivik a un coût unitaire supérieur à 24,5 M\$/MW de capacité installée (coûts de démantèlement et de décontamination non inclus) pour desservir une communauté de 570 habitants ;

**8.1** Veuillez justifier, pour chacun des éléments spécifiques au projet d'Akulivik, les coûts plus élevés de la nouvelle centrale projetée.

**Réponse :**

**Il est hasardeux de comparer la centrale d'Akulivik à celle de Kuujuaq, 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<sup>1</sup>, et les frais du CSP<sup>2</sup> 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 Kuujuaq.**

**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 Kuujuaq. Les coûts subiront une inflation annuelle approximative de 2,6 %.**

---

<sup>1</sup> Planification, estimation et contrôle des coûts.

<sup>2</sup> Centre de services partagés.

Enfin, la centrale de réserve que le Distributeur se propose de construire à Schefferville ne se compare en rien aux centrales de base d'Akulivik et de Kuujuaq. Celle de Schefferville ne sert qu'à assurer le respect du critère de fiabilité et aucune énergie n'est associée à la puissance installée. Les deux autres doivent assurer la totalité de l'alimentation en électricité 8760 heures par an.

9. Référence : (i) [GRA & Infrastructure Presentation-URRC Public Hearings,Nunavut,January 2011-French.](#)

**Préambule :**

Le lien hypertexte en référence mène à la présentation de la demande tarifaire triennale de la Société d'énergie Qulliq (SÉQ) dans laquelle se trouve la demande d'autorisation des investissements en infrastructures de production et de distribution d'électricité, une requête présentée au gouvernement du Nunavut, un territoire adjacent au Nunavik (Québec).

La SÉQ dessert 33 000 résidents (11 000 clients) dans 25 communautés isolées du Nunavut, encore plus dispersées et plus au Nord que le Nunavik. On apprend qu'avec un budget annuel en infrastructures se situant entre 10,0 et 12,0 M\$/an, la SÉQ vise à répondre aux besoins immédiats de sa clientèle, mais que ce niveau de financement n'est pas suffisant pour remplacer les installations existantes et maintenir l'intégrité de l'infrastructure de production et de distribution de la SÉQ. Le premier grand projet pluriannuel de la SÉQ est la mise à niveau en 2010-2011 du réseau d'Iqaluit, la capitale du Nunavut, au coût total de 14,0 M\$.

On apprend aussi dans ce document que 17 des 25 centrales de la SÉQ approchent ou dépassent leur durée de vie théorique de 40 ans. Les besoins immédiats reposent sur la construction de trois nouvelles centrales à Cape Dorset, Qikiqtarjuak, Taloyoak, et un agrandissement de la centrale d'Iqaluit. Six autres centrales sont considérées comme prioritaires. La SÉQ demande au gouvernement du Nunavut d'approuver son budget d'infrastructures dans le cadre d'un plan d'immobilisations décennal de 250,0 M\$.

**Demande :**

- 9.1 Veuillez 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.

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas au courant des critères de conception ou de construction de la SEQ, 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*.**

- 10. Références :** (i) Pièce B-0005, page 21;  
(ii) Loi sur la Régie de l'énergie, L.R.Q., c. R-6.01, article 62.

**Préambule :**

(i) « *La construction d'une nouvelle centrale thermique constitue la seule solution acceptable qui puisse assurer de façon fiable l'alimentation électrique d'Akulivik. Elle permettra de répondre adéquatement et de façon fiable aux besoins actuels et futurs de la communauté. En outre elle reçoit un accueil favorable de cette dernière* ».

(ii) « *Le distributeur d'électricité est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion des territoires desservis par les réseaux municipaux ou privés d'électricité et par la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville, le 13 mai 1997. Ce droit n'empêche pas le distributeur d'électricité de conclure un contrat d'approvisionnement pour combler des besoins dans un réseau autonome de distribution d'électricité* » [nous soulignons].

**Demandes :**

- 10.1** Veuillez évaluer les retombées économiques de la construction d'une nouvelle centrale pour la population locale. Veuillez notamment préciser le nombre d'emplois qui seraient occupés par des membres de la communauté d'Akulivik à chacune des différentes étapes du projet (incluant celles d'opération de la centrale et de maintenance de celle-ci).

**Réponse :**

**Les informations recueillies en phase d'avant projet démontrent que les ressources locales (main-d'œuvre, entrepreneurs, commerces, hébergement) sont très limitées. Malgré cela, le Distributeur demandera aux entrepreneurs de maximiser les retombées économiques locales.**

**L'expérience acquise lors de la réalisation du projet de Kuujuaq démontre qu'il est difficile d'obtenir sur place de la main-d'œuvre qualifiée.**

**Le Distributeur emploie déjà des membres de la communauté d'Akulivik pour l'exploitation et l'entretien de son réseau.**

- 10.2** Veuillez indiquer si le Distributeur a 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. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

**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'œuvre, 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'œuvre 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 œuvre des moyens permettant de pallier rapidement les éventuelles défaillances du maître d'œuvre, 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'œuvre 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.