

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 2
DE LA RÉGIE**

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie***

- 1. Référence :** Pièce HQD-1, document 1 : Contrat d'achat et de vente d'électricité entre Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador Hydro

Demandes :

- 1.1** Le 6^{ième} attendu du contrat indique que Newfoundland and Labrador Hydro (NLH) a acquis la propriété de la centrale auprès de la Compagnie minière IOC du Canada (IOC). Par contre, l'article 21.01 (i) du contrat prévoit que celui-ci n'entre en vigueur qu'après que NLH aura conclu un contrat avec IOC pour l'achat de la centrale au prix de un dollars (1,00\$). Veuillez clarifier cet attendu et produire le contrat d'achat entre IOC et NLH, le cas échéant, ou une promesse de vente ou autre document émanant de IOC confirmant leur intention de vendre la centrale.

Réponse:

Selon les informations dont le Distributeur dispose, les négociations entre NLH et IOC se poursuivent et progressent. Le Distributeur n'étant pas partie à ces discussions, il ne possède aucun document y afférent pour l'instant. Lorsque ces transactions seront conclues, le Distributeur en informera la Régie.

Il faut également retenir que NLH n'a pas de clients à desservir dans cette région. De là, il est plus que probable que NLH ne procédera pas à l'acquisition de la centrale avant que la Régie ne donne son aval à la demande du Distributeur dans le présent dossier.

- 1.2** L'article 21.01 (iv) du contrat réfère à la conclusion d'un contrat avec IOC pour l'achat du réseau de transport ou des réseaux de distribution situés au Québec. Veuillez spécifier si un tel contrat a été conclu. Si oui, veuillez produire ce contrat. Si non, veuillez produire une promesse de vente ou autre document émanant de IOC confirmant leur intention de procéder à cette vente.

Réponse:

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

Les discussions entre IOC et le Distributeur se poursuivent. Il n'existe aucune promesse de vente. Cependant, la lettre d'IOC du 30 septembre 2002, ci-annexée, confirme leur intention de procéder à cette vente.

Selon la demande (paragraphe 9) du Distributeur, ces éléments feront l'objet de la phase 2 du présent dossier

- 1.3** Veuillez exposer les raisons pour lesquelles Hydro-Québec ne s'est pas porté acquéreur de la centrale Ménihek.

Réponse:

Comme le Distributeur l'indique dans sa preuve (HQD-2, Document 1, p. 17), « le gouvernement de Terre-Neuve et Labrador avait indiqué qu'il n'accepterait pas de céder les droits hydriques à Hydro-Québec ». L'acquisition de la centrale par le Distributeur n'était donc pas une solution envisageable puisque faute de détenir les droits hydriques il ne pourrait pas l'exploiter.

- 2. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, article 10 (notamment 10.1 et 10.2)

Préambule :

L'article 10.1 du contrat d'approvisionnement stipule qu'un Comité d'exploitation est créé et que ce Comité d'exploitation, composé de quatre membres représentant également NLH et le Distributeur est « *autorisé à faire tout le nécessaire pour assurer la livraison de la puissance et de l'énergie à HYDRO-QUÉBEC* ».

L'article 10.2 spécifie quant à lui que le Comité d'exploitation s'occupera notamment de la détermination du plan de remise à neuf de la centrale. Le Comité d'exploitation décide également de l'établissement des priorités et l'approbation du calendrier et du coût du capital des projets d'exploitation en ce qui concerne la remise à neuf de la centrale ou l'augmentation de sa puissance

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie***

que doit entreprendre NLH, aux frais du Distributeur, pendant la durée du contrat. Toutes les décisions de ce Comité d'exploitation sont prises à l'unanimité.

Par ailleurs, selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi), la Régie doit autoriser les investissements du Distributeur.

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si les investissements décidés par le Comité d'exploitation doivent faire l'objet d'une demande spécifique ou par catégories d'investissements ultérieurement dans le cadre normal des autorisations requises par l'article 73 de la Loi.

Réponse:

Oui : les décisions du Comité d'exploitation ne se substituent pas au cadre règlementaire en vigueur pour le Distributeur.

Dans sa demande, le Distributeur recherche d'abord une autorisation de prise en charge de l'alimentation électrique de la région de Schefferville.

Le Distributeur demande également l'autorisation de la Régie à l'égard « des investissements reliés à l'approvisionnement en électricité de la région de Schefferville et découlant du contrat d'approvisionnement en électricité conclu entre le Distributeur et Newfoundland and Labrador Hydro en date du 14 décembre 2005 ». Le problème particulier qui se pose en l'espèce est que les investissements sont prévus sur l'horizon du contrat, soit 40 ans. Ces investissements totalisent quelque 90,3 M\$ courants.

Vu l'horizon sur lequel les investissements seront faits, le Distributeur propose à la Régie que les projets suivants fassent l'objet de demandes spécifiques : la réfection des équipements de transport situés au Labrador (16,4 M\$ en 2008-2009) et une nouvelle réfection de la centrale (61,5 M\$ à l'horizon 2027-2029). En outre, dans l'éventualité où la réfection des groupes 1 et 2 devient nécessaire à court terme, le Distributeur en fera l'objet d'une demande spécifique.

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie***

Le Distributeur demande donc une autorisation pour des investissements, en vertu du contrat avec NLH, totalisant :

$$90,3 \text{ M\$} - (16,4 \text{ M\$} + 61,5 \text{ M\$}) = 12,4 \text{ M\$}.$$

De cette somme, la Régie a déjà autorisé des investissements de 7,3 M\$, par sa décision D-2006-93, pour la réfection urgente du groupe 3.

- 2.2** Si non, veuillez préciser le type d'autorisation recherché par le Distributeur à ce stade, en regard des investissements prévus en vertu du contrat et particulièrement en regard des investissements prévus pour 2027.

Réponse:

Voir la réponse à la question 2.1.

- 2.3** Veuillez préciser le montant de l'investissement pour lequel le Distributeur demande l'autorisation à la Régie.

Réponse:

Le Distributeur demande une autorisation pour des investissements totalisant 12,4 M\$, tel qu'il appert de la réponse à la question 2.1.

- 3. Référence :** Pièce HQD-1, document 1, articles 14.03 et 20.01

Préambule :

L'article 14.03 du contrat réfère aux coûts de désaffecter la centrale dans l'hypothèse où le Distributeur mettrait fin volontairement au contrat.

L'article 20.01 fait état des autorisations requises des autorités compétentes pour que le contrat lie les parties.

Demandes :

- 3.1** Veuillez préciser de quoi seront constitués les coûts de désaffectation de la centrale dans l'hypothèse où le Distributeur mettrait fin volontairement au contrat et veuillez, le cas échéant, estimer ces coûts.

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie*

Réponse:

Le Distributeur n'a pas fait d'évaluation de ces coûts. Le Distributeur ne prévoit pas mettre fin au contrat. En outre, comme il l'explique dans sa preuve, il ne prévoit pas de diminution de l'activité dans les communautés ; *a fortiori* il ne prévoit pas que la consommation d'électricité tombe à zéro.

La clause en question a été incluse dans le cadre des négociations avec NLH, laquelle ne veut assumer aucun risque relié à l'approvisionnement électrique de la région de Schefferville (HQD-2, Document 1, p. 18). Dans l'éventualité où le Distributeur devrait mettre fin au contrat, il en informerait la Régie et soumettrait les coûts y afférents en conformité avec le cadre réglementaire alors en vigueur.

- 3.2** Veuillez confirmer que les « *autorisations requises* » à l'article 20.01 du contrat sont les mêmes que celles qui sont demandées en conclusion de la requête du Distributeur.

Réponse:

Le Distributeur confirme.

- 3.3** Veuillez indiquer si la demande, telle que formulée par le Distributeur, implique une approbation du contrat d'approvisionnement avec NLH.

Réponse:

Non. Le Distributeur ne demande pas l'approbation du contrat intervenu avec NLH. Comme l'indiquent la demande et la preuve, le Distributeur demande l'autorisation de prendre en charge l'alimentation électrique de la région de Schefferville et d'effectuer « *les investissements [...] découlant du contrat [...] conclu entre le Distributeur et Newfoundland and Labrador Hydro* ». Voir également HQD-2, Document 1, pp.17-18.

- 3.4** Si oui, veuillez spécifier à quelles dispositions de la Loi est reliée l'approbation des différents aspects de ce contrat.

Réponse:

Voir la réponse à la question 3.3.

Prévision de la demande en électricité

- 4. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 1, pages 8, 14 et 15
(ii) Dossier R-3512-2003, pièce HQD-2, document 1, page 4
(iii) Dossier R-3512-2003, pièce HQD-3, document 1, page 6
(iv) Profil régional des activités d'Hydro-Québec, 2005,
pages 35 et 37
(v) Pièce HQD-3, document 1, page 7

Préambule :

En référence (i), le Distributeur expose ses hypothèses quant à la prévision de la production d'électricité à la centrale et à la livraison d'électricité à Schefferville entre 2005 et 2044. Le Distributeur prévoit, pour 2009, une demande en énergie de 40 105 GWh et en puissance de 10,5 MW. Le Distributeur spécifie que la population à desservir s'élevait, en 2005 à 1 899 habitants. La consommation unitaire d'énergie est donc de 21,1 MWh/habitant. Le Distributeur indique que ses prévisions sont basées sur l'historique disponible de la production de la centrale et de sa pointe annuelle et qu'elles s'appuient également sur la prévision pour les villages alimentés par la centrale du Lac-Robertson et pour La Romaine.

Dans le cadre du projet de raccordement du village de Waskaganish au réseau de transport, le Distributeur indique en référence (ii) qu'au 31 mars 2003, ce village qui comptait 2 000 habitants et environ 340 habitations était alimenté en électricité par une centrale thermique (groupes électrogènes diesel) d'une puissance totale de 5,4 MW.

La prévision de la demande et des ventes à Waskaganish pour la période 2001-2021 est présentée en référence (iii). Le Distributeur y fait état, pour 2009, d'une demande, en énergie et en puissance de 20,1 GWh et de 5,54 MW. La consommation unitaire d'énergie pour 2009 à Waskaganish est donc de 10,1 MWh/habitant.

Waskaganish est située aux environs du 51^{ème} parallèle.

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie***

Pour la région de la Côte-Nord, où sont situés les villages alimentés par la centrale du Lac-Robertson et par La Romaine, Hydro-Québec fait état, en référence (iv), d'une population totale de 96 423 habitants et d'une consommation domestique de 737 GWh. La consommation unitaire d'énergie est donc, en moyenne pour l'ensemble de cette région, de 7,6 MWh/habitant.

Dans sa réponse à la question 2.2 de la première demande de renseignements de la Régie, le Distributeur indique n'avoir pas tenu compte de l'étude de RSW dans l'élaboration de sa prévision de la demande. Il indique par ailleurs, en date du 31 mai 2006, que cette étude doit être déposée à la Régie dans les meilleurs délais.

Demandes :

- 4.1** Veuillez justifier que la consommation unitaire d'énergie pour la région de Schefferville soit évaluée à près du double de la consommation unitaire d'énergie observée à Waskaganish et à près du triple de celle de la région de la Côte-Nord.

Réponse:

Le Distributeur croit comprendre que la question résulte de l'interprétation erronée des chiffres véhiculés cités dans le préambule. Par conséquent, la consommation unitaire d'énergie pour la région de Schefferville ne correspond pas à près du double de la consommation unitaire d'énergie observée à Waskaganish et ni à près du triple de celle de la région de la Côte-Nord.

Avant de procéder à un exercice comparatif des consommations unitaires des différentes entités géographiques mentionnées, soit Schefferville, Waskaganish et la Côte-Nord, le Distributeur considère qu'il est important d'apporter les précisions suivantes.

- 1) La consommation unitaire de 10,1 MWh/habitant pour le village de Waskaganish, citée dans le préambule, fait référence à la consommation unitaire qui découle du scénario où la totalité des clients sont chauffés au mazout (scénario sans**

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie*

conversion). La totalité des clients de Schefferville étant chauffés à l'électricité, une analyse comparative adéquate des consommations unitaires entre Schefferville et Waskaganish nécessite l'utilisation, pour Waskaganish, du scénario avec conversion, c'est-à-dire le scénario où la totalité des clients se chauffent à l'électricité (voir R-3512-2003, HQD-3, Document 1, p. 6).

2) Le Distributeur recommande l'utilisation d'une année de référence où l'ensemble des clients utilisent la même source d'énergie pour les différents usages. À titre d'exemple, le préambule fait référence à l'année 2009 pour les fins de comparaison. La période de conversion des clients de Waskaganish à l'électricité se terminant en 2011, un certain nombre de clients seraient toujours chauffés au mazout en 2009. Par conséquent, une analyse comparative de la consommation unitaire de Schefferville par rapport à celle de Waskaganish en 2009 est inadéquate.

3) Le préambule fait respectivement référence à une consommation unitaire de 21,1 MWh/habitant pour le village de Schefferville, 10,1 MWh/habitant pour le village de Waskaganish et de 7,6 MWh/habitant pour la région de la Côte-Nord. L'établissement de ces consommations unitaires repose sur la demande totale en énergie. Le Distributeur considère que cette méthodologie n'est pas représentative de la consommation unitaire type d'une habitation puisque ces consommations unitaires sont calculées à partir d'une demande en énergie qui inclut la demande associée à certains clients des secteurs institutionnel et industriel. Le Distributeur suggère donc d'utiliser uniquement la demande en énergie du secteur résidentiel pour les fins de calcul des consommations unitaires.

4) Le Distributeur préconise également l'établissement des consommations unitaires à partir du nombre de ménages ou du nombre d'abonnements et non selon le nombre d'habitants. Cette méthodologie permet ainsi de prendre en compte le nombre d'habitants par ménages qui varie d'un village à l'autre.

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie***

- 4.2** Veuillez élaborer sur l'établissement de la demande de puissance pour la région de Schefferville, tenant compte de la population. Veuillez notamment détailler les usages domestiques, commerciaux ou industriels justifiant une puissance de près du double de celle qui était prévue pour Waskaganish.

Réponse:

Selon le préambule de la question, la prévision en puissance du village de Schefferville est de 10,5 MW en 2009 comparativement à 5,54 MW pour le village de Waskaganish ce qui porte à croire que la prévision en puissance de Schefferville est près du double de celle du village de Waskaganish. Le Distributeur croit comprendre que la question résulte de l'interprétation erronée des chiffres véhiculés cités dans le préambule.

La prévision de 5,54 MW en 2009 pour le village de Waskaganish citée dans le préambule fait référence à la prévision en puissance selon le scénario où l'ensemble des clients sont chauffés au mazout (scénario sans conversion). Par conséquent, la comparaison de la prévision en puissance du village de Waskaganish à celle du village de Schefferville, où l'ensemble des résidences se chauffent à l'électricité, est inappropriée. Un exercice comparatif valable de la prévision en puissance de ces deux villages implique nécessairement l'utilisation du scénario avec conversion vers l'électricité pour le village de Waskaganish.

La demande en puissance pour la région de Schefferville a été établie selon la prévision de la demande en énergie et selon une analyse historique du facteur d'utilisation.

- 4.3** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pas tenu compte de l'étude de RSW dans l'élaboration de sa prévision de la demande. Veuillez également préciser la date prévue pour le dépôt de cette étude.

Réponse:

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie*

Le Distributeur n'a pas tenu compte de l'étude de RSW dans l'élaboration de sa prévision car celle-ci n'avait pas été portée à son attention à l'époque. Le Distributeur s'est basé sur sa propre expertise dans le domaine ainsi que sur la production historique de la centrale. Après consultation de l'étude de RSW, le Distributeur considère toujours adéquate la prévision qu'il a présentée dans sa preuve.

Le rapport est déposé ci-joint, comme pièce HQD-3, Document 1, Annexe 2.

5. **Référence :** Dossier R-3550-2004, pièce HQD-2, document 1, page 24

Préambule :

Le tableau 2.4 de la référence permettent de constater que, pour le réseau intégré, le chauffage correspond à environ 35 % des besoins totaux en puissance à la pointe d'hiver.

Demandes :

5.1 Étant donné la localisation géographique et le climat de la région de Schefferville, veuillez indiquer si une proportion plus élevée que 35 % comme contribution du chauffage à la pointe du réseau de Schefferville est envisageable. Veuillez justifier votre réponse et, s'il y a lieu, proposer une autre valeur.

Réponse:

Au tableau 2.4, on constate que la contribution du chauffage à la pointe du réseau pour l'ensemble du réseau intégré est de 35 %. Néanmoins, la structure économique particulière de Schefferville comparativement à l'ensemble du réseau intégré (composante industrielle presque qu'inexistante), pourrait justifier une proportion de la contribution du chauffage à la pointe du réseau de Schefferville plus élevée que 35 %.

Cela dit, si on limite l'analyse au secteur résidentiel, il n'est pas certain que la localisation géographique et par conséquent le climat de la région de Schefferville puissent être des facteurs

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie*

susceptibles de justifier une proportion plus élevée de la contribution du chauffage à la pointe du réseau à Schefferville par rapport aux autres clients résidentiels du Québec.

En effet, d'autres facteurs tels la superficie moyenne des habitations à Schefferville potentiellement plus petite que la moyenne provinciale et le nombre d'habitants potentiellement plus élevé par habitation à Schefferville qu'à la moyenne provinciale peuvent très bien annuler l'effet de la température comme facteur de contribution de la chauffe aux besoins totaux en puissance à la pointe d'hiver.

Le Distributeur maintient que le chiffre de 35 % comme contribution du chauffage à la pointe est raisonnable dans les circonstances.

- 5.2** Compte tenu de la réponse fournie en 5.1, veuillez indiquer s'il est possible d'implanter des systèmes biénergie dans cette région. Si non, veuillez justifier votre réponse. Si oui, veuillez indiquer l'effet de cette implantation sur la demande de pointe.

Réponse:

Comme l'indique le Distributeur en réponse à la Régie (HQD-3, Document 1, p. 5), « *les informations disponibles indiquent qu'il existe [...] peut-être, un certain potentiel de conversion de l'électricité au mazout.* » « *En outre, un programme de substitution nécessiterait des investissements et des délais considérables pour la conversion ou la remise à neuf des systèmes de chauffage de l'eau et des espaces, ainsi que pour l'installation de réservoirs pour le stockage de mazout, suffisants pour les besoins de la communauté.* »

La problématique est la même pour la biénergie.

Le potentiel de biénergie sera évalué en temps opportun, en fonction notamment, d'une part, du type et de l'état du parc d'équipement de chauffage et, d'autre part, des coûts des éventuels programmes.

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

- 5.3** Compte tenu de la réponse fournie en 5.2, veuillez présenter et évaluer un programme d'équipement complémentaire en groupes diesel qui permettrait de satisfaire la demande de pointe du réseau de Schefferville, si le Distributeur arrêta les réparations du groupe 3 et opérait avec les groupes 1 et 2 de la centrale Menihek.

Réponse:

Comme le Distributeur l'a déjà indiqué, « aucune véritable solution de rechange à la réfection urgente du groupe 3 [...] ne peut être mise en œuvre dans les mêmes délais et au même coût. » (HQD-3, Document 1, p. 6)

Par sa décision D-2006-93, la Régie a autorisé le Distributeur à procéder aux travaux urgents à la centrale de Menihek, soit justement la réfection du groupe 3, car elle « considère d'intérêt public de ne pas prolonger indûment les risques et inconvénients de l'alimentation en électricité de la région de Schefferville en retardant les Travaux urgents. »

L'option de ne pas réaliser la réfection du groupe #3 de la centrale de Menihek rendrait nécessaire le maintien des groupes électrogènes diesel présentement en place à Schefferville. Le coût associé à ce scénario serait de 1,5 M\$ par an pour environ 1,2 GWh, soit 1,25 \$/kWh (HQD-3, Document 1.1 page 4 tableaux 2 et 3 scénario proposé). À ces coûts, il faudrait ajouter pour les années à venir les coûts reliés à l'augmentation de puissance du village et l'ajout de nouveaux groupes diesel. Finalement, cette orientation aurait comme effet d'engendrer des dépenses faramineuses en diesel (≈ 5,3 M\$/an) advenant le bris d'un des deux groupes restant à la centrale Menihek (HQD-3, Document 1.1 page 4 tableau 3).

- 6. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 1, page 15, tableau 3
 - (ii) Pièce HQD-2, document 1, page 21
 - (iii) Pièce HQD-3, document 1.1, page 4, tableau 3

Préambule :

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

Le Distributeur mentionne à la référence (i) que la prévision 2005 pour la pointe annuelle est de 9,9 MW. De plus, il précise à la référence (ii) que *la panne a obligé le Distributeur à mobiliser d'urgence cinq groupes électrogènes d'une capacité totale de 7 MW afin de répondre à la demande de la pointe hivernale.*

Par ailleurs, à la référence (iii), le Distributeur indique que la production des groupes électrogènes est estimée à 1,2 GWh pour 2006.

Demandes :

- 6.1** Veuillez fournir les données réelles de production des groupes électrogènes (énergie et puissance) pendant leur opération durant la période de pointe 2005-2006.

Réponse:

Comme il s'agissait d'une situation d'urgence, peu de mesurage de la puissance de l'ensemble des groupes électrogènes a été fait. Une donnée fiable n'est donc pas disponible.

Pour ce qui est de l'énergie, les rapports de production indiquent une quantité de 67 302 kWh.

- 6.2** Veuillez comparer ces données réelles aux valeurs estimées. Veuillez justifier l'écart observé, le cas échéant.

Réponse:

Pour l'année 2006, l'arrivée d'un client de près de 1,5 MW est prévue. C'est ce qui explique la prévision à la hausse de l'utilisation des groupes électrogènes.

Solutions envisagées, solution retenue et coût du projet

- 7. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 1, page 10, page 10
(ii) Pièce HQD-2, document 1, page 21
(iii) Pièce HQD-3, document 1.1, page 4
(iv) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-4, document 1,

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie***

pages 7 et 8

(v) Décision D-2005-178, dossier R-3550-2004, page 32

(vi) Pièce HQD-2, document 1, annexe 2 (analyse économique)

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur indique que la centrale hydroélectrique comprend deux groupes turbines-alternateurs de 4,4 MW et un groupe de 8,4 MW.

Le Distributeur indique, en référence (ii), avoir mobilisé en urgence cinq groupes électrogènes d'une capacité totale de 7 MW. Selon le scénario proposé, la location des groupes se termine à la fin de l'année 2007, tel que le spécifie le tableau 2 de la référence (iii).

À la référence (iv), le Distributeur précise qu'il base sa planification des équipements, pour les réseaux autonomes sur la capacité ferme des centrales. La capacité ferme se compose de deux critères : le critère de disponibilité, qui correspond à la puissance installée d'une centrale moins le groupe le plus puissant (critère n-1), et le critère de stabilité, qui correspond à 90% de la charge de (n-1). L'équation résultante pour le calcul de la capacité ferme est donc : (n-1) x 90%.

En référence (v), la Régie accepte le critère de planification des équipements de production d'électricité adopté par le Distributeur dans le Plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes.

À la référence (vi), le Distributeur présente à la ligne Pointe annuelle (MW), la prévision de la demande maximale pour une période de 40 ans débutant en 2006. Ce tableau présente également les investissements prévus pour les équipements de la centrale et le transport.

Demandes :

7.1 Veuillez compléter l'analyse économique de la référence (vi) en incluant une ligne montrant la capacité ferme du réseau autonome pour chacune des années du projet.

Réponse:

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie***

Le Distributeur poursuit sa réflexion sur la détermination et l'application de critères de disponibilité et de stabilité, pour la région de Schefferville. Les conclusions du Distributeur et les recommandations en découlant seront soumises dans le cadre de la phase 2 du présent dossier.

- 7.2** Veuillez indiquer si la capacité ferme est suffisante pour satisfaire la demande de pointe prévue.

Réponse:

Voir la réponse à la question 7.1.

- 7.3** S'il y a lieu, veuillez identifier les équipements ou autres options permettant de satisfaire la demande de pointe à chaque année.

Réponse:

Voir la réponse à la question 7.1.

- 7.4** Veuillez estimer les investissements associés à ces équipements ou autres options.

Réponse:

Voir la réponse à la question 7.1.

- 8. Référence :** Pièce HQD-3, document 1, page 8

Préambule :

En réponse à la question 3.2 de la première demande de renseignements de la Régie, le Distributeur indique que les coûts relatifs aux inspections constituent des charges d'exploitation.

Demande :

- 8.1** Veuillez justifier l'inclusion, dans une requête sous l'article 73 de la Loi, d'un montant correspondant à une charge d'exploitation.

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

Réponse:

Le paragraphe 4⁰ de l'article 2 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* prévoit que toute demande doit indiquer les « *les coûts associés au projet* ». Ces coûts comprennent à la fois des dépenses d'investissements et des charges d'exploitation.

Cette façon de procéder est conforme aux demandes précédentes du Distributeur en pareille matière.

Voir également la réponse à la question 2.1.

- 9. Références :** (i) Pièce HQD-2, document 1, page 28
(ii) Pièce HQD-2, document 1, page 23
(iii) Pièce HQD-3, document 1.1, annexe 1, page 19

Préambule :

Le Distributeur mentionne à la référence (i) qu'un audit de la centrale, incluant les équipements de transport a été réalisé en 2002 et mis à jour en 2004. Cet audit a été réalisé par des experts mandatés par le Distributeur.

Le Distributeur précise à la référence (ii) que la vérification de l'alternateur est prévue dans la réalisation des travaux de réfection du groupe 3. Il est également mentionné à la référence (iii) qu'il faut « *envisager la réfection des alternateurs simultanément* », si le scénario de la réfection du groupe 3 est mis de l'avant.

Demandes :

- 9.1** Veuillez déposer l'audit des installations de production et de transport réalisé en 2002 et mis à jour en 2004.

Réponse:

La mise à jour de 2004 a consisté principalement à ajuster les coûts à l'inflation, à déplacer les travaux dans le temps et à ajouter une contingence spéciale relative au risque de manque de main-d'œuvre spécialisée . Aucun nouveau rapport n'a été

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

émis, les coûts ajustés sont ceux présentés à HQD-2, Document 1, Annexe 2.

Le rapport de 2002 est présenté en annexe. Il est à noter que ce rapport est incomplet et périmé.

9.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles la réparation de l'alternateur doit être envisagée à ce stade.

Réponse:

Étant donné que le groupe doit être démonté pour une période de plusieurs mois, le rotor sera alors disponible sur le plancher pour en faire l'inspection et réaliser des tests diélectriques. Les travaux prévus pour l'instant sont le nettoyage et la vérification du rotor et du stator. Suite à cette inspection, certains travaux pourraient alors être réalisés, au besoin.

10. Références : (i) Pièce HQD-2, document 1, page 25, tableau 4
(ii) Pièce HQD-2, document 1, annexe 2
(iii) Pièce HQD-2, document 1, page 29

Préambule :

Le Distributeur mentionne à la référence (i) que le coût des travaux de réparation du groupe 3 prévus en 2006 s'élève à 1,8 M\$. Au tableau de l'analyse économique de la référence (ii), on retrouve sous la rubrique « Investissements », pour l'item « Centrale et poste de la centrale », un montant de 4,6 M\$ pour les investissements en 2006.

À la référence (iii), seuls les travaux de réparation du groupe 3 sont identifiés pour 2006 dans l'énumération des investissements prévus sur 40 ans (90,3 M\$).

Demande :

10.1 Veuillez confirmer le montant de 4,6 M\$ prévu pour les investissements en 2006. Veuillez justifier, le cas échéant, les investissements prévus en 2006 autres que ceux pour la réparation du groupe 3.

Réponse:

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie*

Le montant de 4,6 M\$ prévu pour les investissements en 2006 inclut, en plus des travaux de réfection de 1,8 M\$, les éléments suivants:

- l'achat d'un transformateur de réserve pour le poste de la centrale (1,6 M\$);
- la réfection du système hydraulique de la centrale (0,2 M\$);
- le remplacement de câble de puissance (0,1 M\$);
- la contingence spéciale pour couvrir le risque de manque de main-d'œuvre spécialisée à court terme (0,9 M\$).

Sauf pour les travaux de réfection urgents, les projections des investissements ont comme source de base l'audit de 2002. La planification générale des investissements a été effectuée avant le bris sur le groupe #3. Il est donc probable que des investissements prévus dans la planification globale du projet sur 40 ans soient déplacés dans le temps. Les investissements pour les travaux énumérés plus haut ne seront effectivement planifiés qu'après une décision favorable de la Régie de l'énergie sur la phase 1 du présent dossier et ils ne sont pas inclus dans la demande prioritaire. L'objectif premier de la planification sur 40 ans était de s'assurer que toutes les dépenses nécessaires à l'approvisionnement en électricité de la région de Schefferville soient pris en compte. La réfection du groupe #3 permettra de préciser la planification des autres investissements.

Les investissements sur 40 ans comprennent l'ensemble des investissements, incluant ceux requis pour les groupes 1 et 2.

- 11. Références :** (i) Pièce HQD-3, document 1.1, annexe 1, page 12
(ii) Pièce HQD-2, document 1, page 27

Préambule :

Le Distributeur précise à la référence (i) que les travaux préalables aux travaux de réfection du groupe 3 «*sont un minimum pour réussir une réparation ou une réfection mécanique du groupe*». Il mentionne également qu'il ne s'agit pas d'une

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

«remise en état de ces équipements» (vanne batardeau, seuils des vannes amont et aval) et que «néanmoins, une réparation de ces ouvrages devrait être envisagée, selon les disponibilités de l'échéancier». À la référence (i), aux articles 6.1.2 et 6.1.3, le Distributeur mentionne dans la description des travaux préalables aux seuils de vannes amont et aval, qu'il doit en «corriger les défauts si possible». Il s'agit principalement de problèmes d'étanchéité.

À la référence (ii), le Distributeur mentionne que «l'échéancier [de réalisation des travaux de réparation du groupe 3] est très serré».

Demandes :

- 11.1** Veuillez confirmer que les travaux préalables sont requis pour la réalisation des travaux de réparation du groupe 3. S'il ne s'avère pas possible de corriger les défauts des seuils, veuillez en préciser l'impact sur les travaux de réparation du groupe 3.

Réponse:

Les travaux préalables sont requis pour mettre le groupe à sec et avoir accès à la partie inférieure du groupe, à la roue d'eau et à l'aspirateur qui sont présentement partiellement immergés. Il faut créer une zone de travail convenable et sécuritaire pour la durée des travaux.

Les vannes amont et aval sont déjà en place suite à l'inspection du groupe # 3 en janvier 2006. Par contre, elles ne sont pas étanches. Si jamais, on ne réussit pas à les étancher, l'impact sur les travaux serait un retard d'environ 4 semaines et avec un coût supplémentaire estimé (coût paramétrique) de 750 k\$.

Pour la partie amont, il serait possible de faire un batardeau avec des sacs de sable et d'utiliser une pompe pour retirer l'eau. L'impact en amont serait peu important. En aval, il en serait tout autrement. L'utilisation d'un caisson pour avoir accès au seuil serait requise.

- 11.2** Veuillez préciser ce que l'on entend par «selon les disponibilités de l'échéancier», considérant que ce dernier est déjà très serré. Veuillez préciser également l'ampleur des travaux éventuels de réparation de la

***Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie***

vanne de batardeau et des seuils amont et aval, ainsi que leur impact éventuel sur le coût total et l'échéancier des travaux de réfection du groupe 3.

Réponse:

Compte tenu que l'échéancier des travaux urgents est très serré, le Distributeur ne prévoit faire que des travaux d'étanchement sur les vannes, à court terme. Les éventuels travaux de réfection des vannes et des seuils seront entrepris une fois les réparations urgentes terminées.

- 12. Références :**
- (i) Pièce HQD-2, document 1, page 30
 - (ii) Dossier R-3512-2003, pièce HQD-8, document 5, page 14
 - (iii) Dossier R-3512-2003, pièce HDQ-8, document 1, page 9

Préambule :

À la référence (i) le Distributeur présente une évaluation sommaire du coût d'alimentation par une centrale diesel comme une alternative à la centrale Menihek. Il mentionne que les coûts d'installation d'une centrale varient entre 5 M\$ et 7 M\$ par MW. Il évalue également le coût d'exploitation à 8 ¢/kWh, ce qui correspond à 3,2 M\$ pour une production de 40 GWh.

À la référence (ii), le Distributeur justifie un coût générique de 2 M\$/MW pour l'installation d'une centrale diesel à Waskaganish.

À la référence (iii), le Distributeur mentionne que des frais d'entretien et d'exploitation de 1,2 M\$ par année correspondent à ceux d'autres centrales en réseau autonome.

Demandes :

- 12.1** Veuillez concilier les valeurs utilisées dans le dossier R-3602-2006 (référence (i)) et celles utilisées dans le dossier R-3512-2003 (références (ii) et (iii)).

Réponse:

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

Les coûts d'installation mentionnés dans la preuve, ont déjà été présentés à la Régie de l'énergie dans le cadre de l'introduction du tarif MA (Demande R-3579-2005, HQD-13, Document 1, page 80). La fourchette de 5 à 7 M\$/MW représente le coût de construction d'une nouvelle centrale au diesel léger. Ces évaluations sont basées sur des études préliminaires de projets réalisées en 2003. Cette fourchette représente une mise à jour des coûts génériques utilisés par le Distributeur pour évaluer approximativement le coût d'une nouvelle centrale.

Le coût de 8 ¢/kWh représente les coûts d'exploitation et de maintenance estimés d'une nouvelle centrale. Ce coût représente le coût moyen et non marginal pour s'assurer du bon fonctionnement d'une nouvelle centrale. Le coût unitaire dans le cas de Waskaganish était de l'ordre de 6 ¢/kWh la première année (1,2 M\$ pour 20,5 GWh de production avant pertes).

- 12.2** S'il y a lieu, veuillez présenter les nouvelles valeurs retenues et les considérer pour répondre à la question 6.3.

Réponse:

Voir la réponse à la question 6.1.

- 13. Référence :** Pièce HQD-2, document 1, annexe 2

Préambule :

Le tableau de l'analyse économique en référence indique sous la rubrique « *Charges d'exploitation* » l'item « *Études et maintenance extra-ordinaire* ».

Le Distributeur présente également en référence les montants prévus pour les charges d'exploitation de la centrale, du poste de la centrale et des lignes de transport. Le total prévu correspondant pour 40 ans s'élèvent à 57,9 M\$.

Demandes :

- 13.1** Veuillez préciser ce qui est entendu par « *maintenance extra-ordinaire* ».

Réponse:

*Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie*

La maintenance extraordinaire fait référence à des éléments qui ont été négligés dans la maintenance régulière ou à des travaux nécessaires suite aux manques d'entretien des installations. Normalement, ces éléments de maintenance auraient été inclus dans les programmes de maintenance normale des installations. Il s'agit donc d'une mise à niveau non récurrente. Cette maintenance est nommée extraordinaire pour la différencier de l'entretien régulier qui est également prévu dans les charges d'exploitation de la centrale et des lignes de transport. La liste complète des éléments comprend plus de 40 postes et le coût de chacun varie entre 5000 \$ et 300 000 \$.

Certains travaux de maintenance extraordinaires pourraient être retardés ou annulés suite à la réfection du groupe #3, aux travaux sur le mur de soutènement et aux inspections sur les groupes 1 et 2.

13.2 Veuillez fournir le montant prévu pour les services de la compagnie KESI l'exploitant de la centrale Menihek pour la durée du contrat avec NLH.

Réponse:

L'analyse du projet ne comprend pas explicitement une évaluation d'un contrat avec un exploitant, mais plutôt une liste de tous les éléments nécessaires à l'exploitation de la centrale et à l'entretien des lignes de transport (par exemple, le nombre d'opérateurs et de monteurs de lignes).

Le contrat entre NLH et KESI (ou une autre entité propriété des communautés Naskapi et Innus) est en cours de négociation. Le coût du service offert par le futur exploitant sera tributaire du niveau de service inclus dans le contrat.

Par ailleurs, le comité d'exploitation a pour mandat de déterminer la rémunération de l'exploitant de la centrale. Par sa participation au comité, le Distributeur s'assurera que cette rémunération sera conforme à ses attentes (voir HQD-1, Document 1, clause 10.2 v)).

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

13.3 Veuillez préciser si les normes d'exploitation des centrales appliquées par les employés du Distributeur en réseau autonome seront également appliquées à la centrale Menihek. Veuillez, le cas échéant, préciser les moyens qui seront mis en œuvre pour assurer leur mise en application.

Réponse:

La centrale de Menihek sera exploitée conformément aux normes et exigences du Distributeur et de NLH. Il s'agit là d'une des responsabilités du comité d'exploitation (voir HQD-1, document 1, article 10).

13.4 Veuillez confirmer que l'exploitant de la centrale est informé de ces normes d'exploitation et qu'il a reçu une formation adéquate, en conséquence.

Réponse:

L'exploitant de la centrale recevra toute la formation et l'information nécessaires.

- 14. Références :** (i) Pièce HQD-3, document 1.1, annexe 1, page 16
(ii) Pièce HQD-3, document 1.1, annexe 1, page 18

Préambule :

Le coût de la mise en route dans le cas de la réparation de la roue du groupe 3 est de 50 k\$, selon le tableau de la référence (i). Dans l'énumération des différences entre la réparation de la roue et la réfection du groupe, le Distributeur mentionne en référence (ii) que «*les coûts de mise en route augmentent d'environ 60 k\$*» avec l'option de la réfection du groupe. Cependant, le tableau en référence (ii) indique que les coûts de mise en route prévus dans le cas de la réfection du groupe sont aussi de 50 k\$.

Demande :

14.1 Veuillez concilier ces informations et indiquer le coût prévu pour la mise en route avec l'option de la réfection du groupe.

Réponse:

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

Le coût de la mise en route est bien de 110 k\$. La valeur inscrite au tableau 6.4.2 est erronée. Le temps de réalisation ne change pas, il y aura plus de personnel pour faire cette mise en route car l'échéancier est très serré.

15. Référence : Pièce HQD-3, document 1.1, annexe 1, page 17

Préambule :

Le Distributeur mentionne en référence dans la description des travaux de réfection du groupe 3 que «*les servomoteurs des pales sont aussi inspectés et réfectionnés au besoin*». Il mentionne également que «*pratiquement toutes les composantes mécaniques sont inspectées et réfectionnées si requis*».

Demandes :

15.1 Veuillez préciser si l'estimation des coûts de travaux totaux inclut l'hypothèse de la réfection des servomoteurs des pales et de toutes les composantes mécaniques qui seront inspectés.

Réponse:

Oui, c'est prévu dans les coûts de réfection d'un groupe. De plus, il est connu que le groupe a subi des dommages importants.

15.2 Si non, veuillez fournir une estimation du coût de cette réfection.

Réponse:

Voir la réponse à la question 15.1.

16. Référence : Pièce HQD-3, document 1.1, annexe 1, page 18

Préambule :

Le Distributeur mentionne en référence que «*RSW estimait la réfection à 3 500 k\$ en 2001. Considérant que certaines augmentations importantes ont eu lieu dans les matériaux depuis 5 ans, un coût actualisé à 5 000 k\$ [...] semble raisonnable*».

**Réponse à la demande de renseignements no. 2
de la Régie**

Demandes :

16.1 Veuillez préciser la répartition de la main-d'œuvre et des matériaux dans le coût total des travaux.

Réponse:

L'information n'est pas disponible, l'état réel des équipements suite au bris n'étant pas encore connu. Il s'agit d'une estimation préliminaire.

16.2 Veuillez élaborer sur les augmentations du coût des matériaux justifiant une croissance de 43 % du coût des travaux en 5 ans.

Réponse:

Voir la réponse à la question 16.1.

17. Référence : Pièce D-1-1, Observations de la nation Naskapi de Kawawachikamach

Préambule :

La nation Naskapi de Kawawachikamach mentionne dans ses observations qu'elle possède son propre groupe électrogène, qui est en opération durant les pannes et qui alimente les édifices-clés.

Demandes :

17.1 Veuillez fournir les caractéristiques du groupe électrogène appartenant à la nation Naskapi (puissance, âge, état).

Réponse:

Selon les informations du Distributeur, il s'agit d'un groupe de marque KOHLER, d'une puissance de 450 kW, âgé de 8 ans et en excellent état de marche.

17.2 Veuillez indiquer si ce groupe électrogène est considéré pour la fiabilité de l'alimentation de la charge.

Réponse:

Selon les informations du Distributeur, le groupe de secours alimente seulement les bâtiments principaux : poste de police, garage des pompiers, dépanneur, Conseil de bande, garage municipal, centre de santé et station de radio.

Voir également la réponse à la question 7.1.