

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O1
DE LA RÉGIE**

1. **Référence(s) : *Bris du Gr 3 – Centrale Menihek : Analyse de la situation et Recommandations* (incluant l'annexe A – Inspection de l'unité 3, photos et dessins, ainsi que le calendrier du projet de Réfection mécanique)**

Demande(s) :

- 1.1. Veuillez déposer une version mise à jour du rapport *Bris du Gr 3 – Centrale Menihek : Analyse de la situation et Recommandations*, de son annexe et du calendrier y étant associé.

Réponse:

Le rapport est déposé comme Annexe 1 au présent document. Il n'a fait l'objet d'aucune mise à jour.

Par ailleurs, bien que le calendrier n'ait pas été formellement révisé dans l'éventualité où les travaux seraient faits en mode accéléré, la durée prévue pourrait être réduite, de manière à pouvoir répondre à la pointe 2007-2008. Le cas échéant, le Distributeur pourrait déposer un calendrier révisé détaillé.

2. **Références : (i) Pièce HQD-2, document 1, pages 14 et 15
(ii) Étude sur la centrale Menihek et ses réseaux de transport et distribution, rapport préliminaire – Volet 1 : Projection de la demande et bilan énergétique ; RSW inc., Montréal, 2001**

Préambule :

En référence (i), le Distributeur expose ses hypothèses quant à la prévision de la production d'électricité à la centrale et à la consommation d'électricité à Schefferville entre 2005 et 2044.

Le document cité en référence (ii) se retrouve en référence (page 11) du document cité en référence de la question 1.

Demandes :

- 2.1. Veuillez indiquer si la prévision des ventes du Distributeur tient compte d'une utilisation efficace de l'énergie et de possibles solutions alternatives (par exemple, un programme d'efficacité énergétique, le chauffage biénergie, la conversion au mazout pour le marché résidentiel). Veuillez déposer les études disponibles réalisées à cette fin. Le cas échéant, veuillez justifier qu'aucune étude n'ait été réalisée à cette fin.

Réponse:

Le Distributeur a procédé à une mise à jour préliminaire de la prévision de la croissance de la demande au cours de 2002. Cette révision de la prévision de la demande doit être située dans son contexte. Le Distributeur possède peu de données historiques quant à la demande en électricité à Schefferville, entre autres parce qu'il n'y assume pas encore la distribution et que seule une partie de l'électricité distribuée y est adéquatement mesurée. Le Distributeur a donc basé sa prévision sur celles relatives aux villages de la Basse-Côte-Nord, lesquels présentent beaucoup de similitude avec les communautés de Schefferville. (HQD-2, Document 1, p. 14-15)

La priorité du Distributeur est de s'assurer de la disponibilité d'une source d'approvisionnement en électricité fiable, offrant des quantités suffisantes et à bon prix. Jusqu'en 2002, la production en énergie de la centrale était inférieure à 40 GWh, et la pointe inférieure à 9 MW. Ainsi, avec sa puissance installée de 17,2 MW, la centrale peut produire des surplus d'électricité par rapport aux besoins en énergie des communautés et sera donc en mesure de répondre à ceux-ci sur toute la durée du contrat, ce qui respecte la priorité que s'est fixée le Distributeur.

Une fois établie formellement la responsabilité du Distributeur à l'égard de l'alimentation électrique de Schefferville, il verra à optimiser l'utilisation de l'électricité. Il faut cependant tenir compte des données suivantes :

- **L'économie fondamentale du contrat entre le Distributeur et NLH ne peut être remise en question.**

- Il est essentiel de remettre en service le groupe 3. En effet, comme l'explique le Distributeur dans sa preuve, les 2 autres groupes ne peuvent répondre à la demande de pointe hivernale. Il est illusoire d'envisager qu'un programme d'efficacité énergétique pourrait suffisamment réduire les besoins en puissance pour que la fiabilité de l'alimentation puisse être assurée avec les deux seuls groupes. En effet, en appliquant le critère de fiabilité n-1, la capacité ferme de la centrale se trouverait réduite à 4,4 MW, soit moins de 50 pour cent de la demande de pointe actuelle. Une telle situation est inacceptable du point de vue de la fiabilité. D'autre part, une réduction du niveau de pointe à environ 4 MW — à court ou à long terme — serait impossible à atteindre par des programmes visant la réduction de la demande, selon les connaissances actuelles et l'expérience du Distributeur dans ce domaine.

En effet, les informations disponibles indiquent qu'il existe un certain potentiel d'économies d'énergie et, peut-être, un certain potentiel de conversion de l'électricité au mazout. Ces potentiels seront évalués 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. On peut cependant déjà établir que, sur le plan économique, il est impossible de justifier un programme de substitution pour le chauffage. En effet, le minimum d'engagement de la part du Distributeur est de 40 GWh par an, au coût de 3 ¢/kWh, avec un coût marginal de 2 ¢/kWh pour l'énergie qui excède 40 GWh. Le coût évité du Distributeur est donc nul pour une production égale ou inférieure à 40 GWh par an et est de 2 ¢/kWh, au-delà de cette quantité. À titre d'illustration, les programmes de subvention du mazout, en réseaux autonomes, coûtent au Distributeur l'équivalent de quelque 5,5 ¢ par kWh de chauffe évité, sans compter les autres dépenses (entretien des systèmes, etc.).

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 (HQD-2, Document 1, p. 25). Dans la ville de Schefferville, les maisons datent des années 1960 et leurs systèmes de chauffage au mazout sont généralement désuets et nécessiteraient des investissements majeurs pour leur remise en marche. Dans les communautés de Matimekosh — lac John et de Kawawachikamach, le parc immobilier est plus récent et se rajeunit d'année en année par l'ajout de nouvelles résidences ; le chauffage électrique y est prédominant.

Sur le plan environnemental, la conversion du chauffage de l'hydroélectricité au mazout ne serait évidemment pas souhaitable. La conversion poserait également des problèmes importants du point de vue de l'acceptabilité sociale et il est à prévoir qu'un tel programme n'obtiendrait que peu de succès auprès des communautés visées.

Par ailleurs, lors de la phase 2 du présent dossier, le Distributeur compte évidemment sensibiliser les communautés à l'usage efficace de l'électricité pour pallier l'augmentation des tarifs à laquelle elles seront confrontées. Une fois la prise en charge complétée, il entend également faire les analyses permettant l'optimisation de la fourniture d'électricité comme dans l'ensemble de son réseau et en particulier ses réseaux autonomes. Il faut cependant tenir compte que les futurs clients bénéficient actuellement de tarifs très bas, ce qui n'encourage pas les économies d'énergie. En outre, tout programme d'efficacité énergétique devra être conçu en fonction des clientèles visées, lesquelles sont principalement autochtones.

En conclusion, aucune véritable solution de rechange à la réfection urgente du groupe 3 — autres que celles décrites à la preuve (HQD-2, Document 1, p. 22-23) — ne peut être mise en œuvre dans les mêmes délais et au même coût. De plus, en fonction d'un coût de réfection estimé de 7,3 M\$ et d'un taux d'actualisation de coût du capital de 6,41 %, l'économie annuelle du report de la réfection se monte à environ 468 000 \$. Cependant, le coût annuel des équipements thermiques nécessaires à l'alimentation électrique, en remplacement du groupe 3, totalise quelque 1,5 M\$ pour la location et le carburant

(HQD-2, Document 1, tableau 5A, p. 25 et HQD-3, Document 1.1, p. 4).

- 2.2. Veuillez déposer une version mise à jour ou finale du document cité en référence (ii).

Réponse:

En premier lieu, il faut noter que le Distributeur n'a aucunement tenu compte de ce document dans l'élaboration de sa prévision de la demande, puisqu'il s'est plutôt basé sur sa connaissance des communautés semblables.

D'autre part, le document cité n'appartient pas à Hydro-Québec, ayant été rédigé à la demande des communautés innue et naskapie. Le Distributeur ne peut donc pas le déposer avant d'avoir obtenu les consentements requis, ce qui n'a pas été possible dans les délais impartis pour les présentes réponses. Le Distributeur poursuit ses démarches en ce sens et, dans l'éventualité où il obtient ces consentements, il déposera le document dans les meilleurs délais. Selon les informations du Distributeur, ce document n'a pas fait l'objet d'une mise à jour.

3. Référence : Pièce HQD-2, document 1, page 23

Préambule :

Dans la liste des travaux de réfection visés par la demande prioritaire, le Distributeur fait état d'une inspection complète des groupes 1 et 2.

Demandes :

- 3.1. Veuillez indiquer la nature des problèmes identifiés, pour les groupes 1 et 2, justifiant une inspection complète des équipements, réalisée d'urgence.

Réponse:

Comme l'indique le rapport intitulé *Bris du Gr 3 — Centrale Menihek — Analyse de la situation et Recommandations*, « les derniers travaux de réfection datent de plus 40 ans et l'entretien a

été minimal depuis la fermeture de la mine de IOC. » (HQD-3, Document 1, Annexe 1, page 20)

Depuis 2002, le Distributeur connaissait la nécessité de faire une inspection complète des trois groupes de la centrale dans l'éventualité où il compterait sur l'électricité y produite, pour l'alimentation de Schefferville. Il ne pouvait cependant pas faire ces inspections tant qu'il n'avait d'entente avec IOC et NLH.

Les groupes 1 et 2 (datant de 1954) sont plus âgés que le groupe 3 (datant de 1960). Il est donc de plus en plus probable que les groupes 1 et 2 subissent également des pannes. Tout retard à faire une inspection détaillée de ces groupes et à remettre en marche le groupe 3 entraîne des risques accrus quant à la fiabilité de l'alimentation électrique. Comme il est énoncé plus haut, les 2 groupes restants sont de capacité insuffisante pour répondre à la pointe hivernale. Dans l'éventualité d'une panne sur un de ceux-ci (ou pis sur les deux), le Distributeur devrait mobiliser des groupes électrogènes additionnels à un coût encore plus élevé et résoudre de très sérieux problèmes logistiques quant à l'approvisionnement en carburant. (HQD-2, Document 1, p. 10 et 24)

Dans les circonstances, faire d'urgence l'inspection détaillée des groupes 1 et 2 constitue un geste de saine gestion.

- 3.2. Veuillez justifier que les coûts associés à cette inspection soient considérés comme un investissement et non comme une charge d'exploitation liée à la maintenance de la centrale. Veuillez notamment justifier que les budgets de maintenance de 2005 n'aient pas inclus cette inspection.

Réponse:

Comme l'indiquent les tableaux 5A à 5D (HQD-2, Document 1, p. 25-27), les coûts relatifs aux inspections constituent des charges d'exploitation.

D'autre part, les budgets de maintenance de 2005 furent établis en 2003-2004. À cette époque, le bris du groupe 3 n'était pas prévisible et le besoin d'une inspection complète des groupes 1 et 2, bien que connu, ne s'était pas révélé urgent.