

**PROJET DE PRISE EN CHARGE DE L'ALIMENTATION  
ÉLECTRIQUE DE LA RÉGION DE SCHEFFERVILLE  
PHASE I**



## Table des matières

<b>1</b>	<b>CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
1.1	DESCRIPTION SOMMAIRE.....	5
1.2	CONTEXTE GÉOGRAPHIQUE, SOCIAL ET HISTORIQUE .....	6
1.3	ACCEPTABILITÉ DE LA SOLUTION.....	12
<b>2</b>	<b>OBLIGATION DU DISTRIBUTEUR DE DESSERVIR .....</b>	<b>13</b>
<b>3</b>	<b>DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ .....</b>	<b>14</b>
3.1	CONTEXTE .....	14
3.2	HISTORIQUE .....	14
3.3	PRÉVISION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA CENTRALE .....	15
<b>4</b>	<b>DÉTAILS DE LA SOLUTION PROPOSÉE.....</b>	<b>16</b>
4.1	DESCRIPTION GÉNÉRALE.....	16
4.2	MODE D'ACQUISITION.....	16
4.3	GRANDES LIGNES DU CONTRAT.....	18
<b>5</b>	<b>TRAVAUX URGENTS.....</b>	<b>21</b>
5.1	PANNE DU GROUPE TURBINE-ALTERNATEUR N° 3.....	21
5.2	TRAVAUX ENTREPRIS À CE JOUR.....	21
5.3	TRAVAUX DE RÉFECTION À FAIRE D'URGENCE .....	23
5.4	CONSÉQUENCES POSSIBLES DU REPORT DES TRAVAUX DE RÉFECTION .....	24
<b>6</b>	<b>COÛTS POUR LE DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>27</b>
6.1	ANALYSE ÉCONOMIQUE .....	27
6.2	IMPACTS SUR LE REVENU REQUIS .....	29
<b>7</b>	<b>AUTRES SOLUTIONS POSSIBLES .....</b>	<b>30</b>
7.1	GÉNÉRALITÉS.....	30
7.2	CENTRALE THERMIQUE DIESEL .....	30
7.3	CENTRALE THERMIQUE À LA BIOMASSE FORESTIÈRE .....	31
7.4	RACCORDEMENT AU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE.....	31
7.5	PARC ÉOLIEN.....	32
7.6	COÛTS COMPARATIFS DES SOLUTIONS POSSIBLES.....	32
<b>8</b>	<b>ANALYSE DES RISQUES .....</b>	<b>33</b>
8.1	RISQUES FINANCIERS.....	33
8.2	RISQUES RELIÉS À LA SUFFISANCE DES APPROVISIONNEMENTS .....	34



## **1 CONTEXTE**

### **1.1 Description sommaire**

1 Le Distributeur doit prendre en charge l'alimentation en électricité des trois  
2 communautés de la région de Schefferville, notamment suite au désengagement  
3 de la Compagnie minière IOC qui exploitait le réseau privé de production,  
4 transport et distribution d'électricité desservant cette région.

5 La présente demande porte sur l'autorisation de ce projet de prise en charge de  
6 l'alimentation électrique de la région de Schefferville, en particulier l'autorisation  
7 des investissements découlant du contrat conclu entre le Distributeur et  
8 Newfoundland and Labrador Hydro, le 13 décembre 2005 (HQD-1, Document 1).  
9 L'électricité sera fournie par la centrale hydroélectrique existante de Menihek, au  
10 Labrador. Le contrat prévoit entre autres que tous les coûts et les risques relatifs  
11 à la réfection et à l'exploitation de la centrale et des équipements de transport  
12 situés en territoire labradorien sont à la charge du Distributeur.

13 Peu après la conclusion du contrat, la centrale hydroélectrique de Menihek, qui  
14 fournit l'électricité à la région de Schefferville, a subi une panne majeure. Le  
15 groupe turbine-alternateur le plus important de la centrale est actuellement  
16 totalement hors d'état de fonctionner et nécessite des travaux de réfection  
17 majeurs. Ces travaux doivent être faits urgemment afin que le groupe puisse être  
18 remis en service pour répondre aux besoins de la pointe de l'hiver 2007-2008. La  
19 situation est amplement décrite à la section TRAVAUX URGENTS du présent  
20 document. Le Distributeur demande en priorité l'autorisation d'engager les  
21 sommes nécessaires à ces travaux, afin de minimiser les coûts d'alimentation  
22 électrique et d'en augmenter la fiabilité.

- 1 Le Distributeur soumettra ultérieurement à la Régie toutes les données relatives
- 2 à la distribution et au service à la clientèle (SALC), dans le cadre de la seconde
- 3 phase du présent dossier.

## **1.2 Contexte géographique, social et historique**

### **1.2.1 Géographie - démographie**

- 4 Les trois communautés que le Distributeur doit desservir sont Matimekosch — lac
- 5 John, Schefferville et Kawawachikamach. Ces communautés sont situées à près
- 6 de 600 km au nord de Sept-Îles, entre 54° et 55° de latitude Nord, tout près de la
- 7 frontière avec le Labrador.



8  
9



1  
2

**TABLEAU 1  
DÉMOGRAPHIE (2005)**

<b>COMMUNAUTÉ</b>	<b>NATION</b>	<b>POPULATION</b>
Matimekosh-lac John	Innus	817
Kawawachikamach	Naskapis	834
Schefferville	Non-autochtones	248
		1899

3

### ***1.2.2 Historique du développement de Schefferville***

4 En 1949, la Compagnie minière IOC du Canada (IOC) est formée. Elle a pour  
5 mission de mettre en valeur les gisements de fer découverts près du lac Knob, à  
6 proximité de ce qui deviendra Schefferville.

7 La construction d'une voie ferrée entre Sept-Îles et les futures installations  
8 minières du lac Knob débute en 1951. En 1953, commence l'aménagement de la  
9 ville attenante aux installations minières. Les premiers wagons de minerais  
10 quittent Schefferville à l'été de 1954.

11 Au cours des années 1950, des familles innues de la région de Sept-Îles  
12 s'établissent à Schefferville. Bon nombre d'entre elles ont déjà leur territoire de  
13 chasse dans la région. Ces Innus s'installent d'abord sur les rives du lac Knob  
14 près de l'aéroport puis, à l'instigation du ministère fédéral des Affaires indiennes,  
15 déménagent au lac John à quelque 4 km de Schefferville.

16 En 1956, le ministère des Affaires indiennes relocalise à Schefferville les quelque  
17 150 Naskapis vivant alors à Fort Chimo (aujourd'hui Kuujjuaq). À leur arrivée à  
18 Schefferville, les Naskapis s'installent au lac John au côté des Innus. Plusieurs

1 Innus participent à la construction de la ville ainsi que d'une station radar pour les  
2 forces armées canadiennes, située non loin de Schefferville.

3 En 1959, une fois la période de construction terminée, plusieurs Innus n'ont plus  
4 d'emploi. Le ministère des Affaires indiennes incite alors ceux qui ne travaillent  
5 pas à retourner s'installer à Sept-Îles (Maliotenam). Environ 300 Innus décident  
6 de demeurer à Schefferville, principalement ceux dont le territoire de chasse se  
7 trouve dans la région. La réserve indienne de lac John est officiellement créée en  
8 1960.

9 Durant la période d'exploitation minière de Schefferville, IOC embauche plusieurs  
10 Innus et Naskapis, principalement comme employés saisonniers et ouvriers non  
11 spécialisés.

12 La population de Schefferville atteint 3 200 personnes en 1961.

13 En 1968, les Innus de la région de Schefferville, jusqu'alors considérés comme  
14 faisant partie de la bande de Sept-Îles, sont reconnus comme une bande  
15 autonome par le ministère des Affaires indiennes. La même année, le  
16 gouvernement fédéral décide de relocaliser les Innus et les Naskapis plus près  
17 de Schefferville et établit à cette fin la réserve indienne de Matimekosh. Des  
18 maisons en rangées sont construites à leur intention et la majorité d'entre eux  
19 s'installent à Matimekosh en 1972. Quelques familles innues refusent toutefois  
20 de quitter lac John. Elles obtiennent en 1975 la construction de maisons  
21 individuelles à lac John.

22 IOC ferme ses mines de Schefferville en 1982. Il s'ensuit un exode des non  
23 autochtones et la démolition d'une grande partie de la ville.

24 En 1984, les Naskapis s'installent dans leur propre village, Kawawachikamach.

25 Après plusieurs années de négociations, les Innus obtiennent en 1998  
26 l'agrandissement de la réserve de Matimekosh à même une partie du territoire de  
27 la municipalité de Schefferville. Les résidants de Matimekosh et de lac John ont

1 des liens familiaux étroits avec les Innus de Uashat-Maliotenam près de Sept-  
2 îles, ainsi qu'avec les Innus de Sheshatshit (North West River). Dans certains  
3 cas, les territoires traditionnels des membres de ces communautés se  
4 chevauchent.

### **1.2.3 Problématique de l'alimentation électrique**

5 En 1954, afin de fournir l'énergie nécessaire aux opérations minières et à la  
6 population de Schefferville, IOC a construit une centrale hydroélectrique à  
7 Menihek, au Labrador, à quelque 40 km au sud de Schefferville. Cette centrale  
8 comprend deux groupes turbines-alternateurs de 4,4 MW (datant de 1954) et un  
9 de 8,4 MW (datant de 1960), pour une puissance installée totale de 17,2 MW.



10

11 Depuis la fin de ses activités minières en 1982 et jusqu'en 2002, IOC a maintenu  
12 en exploitation, à ses propres frais, la centrale de Menihek, de même que ses  
13 installations de transport et de distribution, pour répondre aux seuls besoins des  
14 communautés de Matimekosh — lac John, Schefferville et Kawawachikamach  
15 (ci-après appelées collectivement Schefferville), puisqu'elle-même n'a plus de

1 charge à alimenter dans la région. Depuis longtemps, IOC cherche à se départir  
2 de ces installations.

3 Dès 1992, Hydro-Québec a entamé des discussions avec, d'une part, les Innus  
4 et les Naskapis et, d'autre part, avec IOC et NLH, afin d'en arriver à une solution  
5 globale, satisfaisante pour toutes les parties. Pour des raisons qui débordent le  
6 cadre de la présente demande, ces discussions n'ont malheureusement donné  
7 lieu à aucune entente concrète.

8 Le 6 août 2002, la ministre déléguée à l'Énergie mandatait Hydro-Québec<sup>2</sup> pour  
9 assumer la responsabilité de l'alimentation électrique de Schefferville et  
10 notamment « *négoier un contrat d'achat d'électricité de long terme produite à la*  
11 *centrale de Menihek au Labrador par l'entreprise qui en fera l'acquisition* ».

12 Le 1<sup>er</sup> novembre 2002, vu la décision irrévocable d'IOC de mettre immédiatement  
13 fin à ses activités reliées à l'électricité, le Distributeur prenait en charge les coûts  
14 d'exploitation et les dépenses de nature capitale assumés à cet effet par IOC, à  
15 partir de cette date et jusqu'à ce qu'une solution permanente soit mise en œuvre.  
16 Le même jour, le Distributeur avisait le gouvernement de cette entente<sup>3</sup>. Ainsi, le  
17 Distributeur assume la totalité des coûts relatifs à l'alimentation électrique de  
18 Schefferville depuis cette date et ceux-ci ont été intégrés aux revenus requis du  
19 Distributeur. Par exemple, des coûts totalisant 4,0 M\$ ont été prévus en 2006  
20 afin de préparer la prise en charge des activités de fourniture d'électricité dans  
21 cette région, d'en assimiler l'ensemble des processus et de les intégrer aux  
22 activités du Distributeur<sup>4</sup>.

23 En décembre 2005, Newfoundland and Labrador Hydro (NLH), une société d'État  
24 du gouvernement de Terre-Neuve et Labrador, d'une part, et le Distributeur,

---

<sup>2</sup> Voir les lettres des 1<sup>er</sup> et 12 novembre 2002, en annexe.

<sup>3</sup> Voir les lettres des 1<sup>er</sup> et 12 novembre 2002, en annexe.

<sup>4</sup> R-3579-2005, HQD-7, Document 3, p. 8.

1 d'autre part, concluaient un contrat<sup>5</sup> dont les grandes lignes sont exposées plus  
2 loin.

3 Ce contrat est la pierre angulaire de la prise en charge par le Distributeur de  
4 l'alimentation de la région de Schefferville. Par ce contrat, le Distributeur s'assure  
5 de disposer d'un approvisionnement en électricité fiable et de longue durée à un  
6 coût raisonnable. De plus, par sa structure, ce contrat permet au Distributeur de  
7 contrôler les coûts liés à l'exploitation ainsi que les investissements nécessaires  
8 pour assurer le fonctionnement de la centrale de Menihek et des équipements de  
9 transports situés au Labrador.

10 En 2006, NLH verra à conclure une entente avec IOC en vue d'acquérir les actifs  
11 de production et de transport d'électricité d'IOC en territoire labradorien. Des  
12 discussions en ce sens sont déjà en cours. Cette transaction suivra l'approbation  
13 par la Régie, le cas échéant, du projet du Distributeur présenté ici.

### **1.3 Acceptabilité de la solution**

14 Pour le Distributeur, toute solution à l'alimentation en électricité de Schefferville  
15 doit être :

- 16     ▪ la plus économique dans les circonstances ;
- 17     ▪ acceptable du point de vue environnemental ;
- 18     ▪ accueillie favorablement par les communautés locales.

19 Le contrat conclu constitue nettement la meilleure solution sur le plan  
20 économique comme le démontrent les analyses économiques présentées ici,  
21 avec un coût unitaire de l'ordre de 12 ¢/kWh (annuité croissante).

22 En outre, l'approvisionnement en hydroélectricité constitue une solution  
23 hautement désirable sur le plan environnemental, surtout comparativement à une

---

<sup>5</sup> HQD-1, Document 1.

1 alimentation de source thermique au diesel. D'autant plus que la centrale  
2 Menihek est existante et qu'aucune nouvelle construction n'est nécessaire.

3 Le Distributeur entretient un dialogue constant avec les trois communautés afin  
4 de s'assurer de leur appui.

## **2 OBLIGATION DU DISTRIBUTEUR DE DESSERVIR**

5 En vertu de l'article 76 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur est tenu  
6 « de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où  
7 s'exerce [son] droit exclusif. »

8 Pour distribuer de l'électricité, le Distributeur doit s'assurer d'avoir des  
9 approvisionnements suffisants en électricité. Cette première étape nécessaire fait  
10 l'objet de la présente demande.

11 Par la lettre du 6 août 2002 de la ministre déléguée à l'Énergie<sup>6</sup>, le  
12 gouvernement a ainsi spécifiquement indiqué au Distributeur le moyen qu'il  
13 devait prendre pour acquérir les approvisionnements nécessaires à l'alimentation  
14 de Schefferville.

15 Ainsi, l'alimentation électrique de Schefferville résulte non seulement d'une  
16 obligation légale d'Hydro-Québec, mais elle découle également d'une politique  
17 gouvernementale. Or, les politiques gouvernementales font partie du concept  
18 large d'intérêt public. L'alimentation électrique de Schefferville par le Distributeur  
19 et le contrat conclu avec NLH sont donc présumés être dans l'intérêt public.

20 Comme la Régie le reconnaissait elle-même dans une affaire semblable :

21 Bien que la Régie ne soit pas liée par les décisions gouvernementales et  
22 qu'elle doive agir dans le cadre de son mandat, il n'en demeure pas  
23 moins que les politiques gouvernementales font partie intégrante du  
24 concept large d'intérêt public. La Régie rappelle qu'elle doit tenir compte

---

<sup>6</sup> En annexe.

1                    de l'intérêt public lorsqu'elle rend ses décisions (article 5 de sa Loi) et que  
2                    la décision du gouvernement d'autoriser la centrale Toulnostouc est  
3                    présumée prise dans l'intérêt public<sup>7</sup>. (Nous soulignons.)

### **3 DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ**

#### **3.1 Contexte**

4    En 1985, le distributeur local — Schefferville Power, filiale d'IOC — a cessé de  
5    restreindre l'utilisation de l'électricité. Ainsi, la vaste majorité des immeubles de  
6    Schefferville sont maintenant tout à l'électricité (TAE). La production de la  
7    centrale de Menihek était de 42 GWh en 2001 et la prévision pour 2006 est de  
8    l'ordre de 44 GWh.

#### **3.2 Historique**

9    Le Distributeur dispose de très peu de données historiques relatives à la  
10    consommation d'électricité à Schefferville.

11    Le tableau suivant contient les données dont dispose le Distributeur. La  
12    production annuelle nette de la centrale de Menihek est de l'ordre de 40 GWh,  
13    pour des ventes annuelles à Schefferville de l'ordre de 31 GWh, ce qui  
14    représente un taux de pertes de l'ordre de 23 pour cent. Ce taux de pertes élevé  
15    s'explique, entre autres, par la vétusté des équipements de transport et de  
16    distribution. Ce taux sera moindre une fois terminée la réfection de ces  
17    équipements. D'autre part, les pertes indiquées au tableau reflètent le fait que  
18    toute l'électricité n'est pas mesurée adéquatement.

---

<sup>7</sup>            Décision D-2003-68, page 9.

1  
2

**TABLEAU 2  
DONNÉES DISPONIBLES**

3

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Production total de la centrale (MWh)	36 445	37 309	39 652	39 366	42 441	41 615
Consommation de la centrale (MWh)	1 180	1 077	969	1 581	1 668	1579
Production nette de la centrale (MWh)	35 265	36 232	38 683	37 785	40 773	40 036
Énergie livrée à Schefferville (MWh)	28 343	29 420	30 678	29 561	31 053	32554
Écart entre production et livraison (%)	20%	19%	21%	22%	24%	19%
Pointe annuelle (MW)	n.d.	n.d.	n.d.	9,1	n.d.	n.d.

### 3.3 Prévion de la production d'électricité à la centrale

4 Le tableau suivant présente les chiffres relatifs à la production d'électricité à la  
5 centrale, sur l'horizon 2005-2044.

6  
7

**TABLEAU 3  
PRÉVISION DE LA PRODUCTION 2005-2044**

8

	2005	2006	2007	2008	2009	2016	2044	Δ annuelle 2005-2044
Production totale de la centrale (MWh)	42 925	43 597	44 248	44 908	45 574	50 261	79 302	1,6%
Pointe annuelle (MW)	9,9	10,1	10,2	10,4	10,5	11,6	16,9	1,4%
Énergie livrée à Schefferville (MWh)	37 774	38 366	38 939	39 519	40 105	44 229	69 786	1,6%

9 Cette prévision à long terme est basée sur l'historique disponible de la production  
10 de la centrale et de sa pointe annuelle. Elle s'appuie également sur la prévision  
11 pour les villages alimentés par la centrale du Lac-Robertson et pour La Romaine.  
12 La prévision des ventes est obtenue à partir de la prévision de la production nette  
13 à la centrale et en fonction d'un taux de perte de 12%. Ce taux de pertes  
14 combine la consommation de la centrale et les pertes sur les lignes de transport.

15 La répartition approximative de l'ensemble de la consommation des trois  
16 communautés, selon les catégories de clientèle du Distributeur, est la suivante:

- 17
- Domestique et agricole: entre 50 et 60 %;

- 1       ▪ Commerciale et institutionnelle: le reste de la consommation.

## **4 DÉTAILS DE LA SOLUTION PROPOSÉE**

### **4.1 Description générale**

2 Le projet consiste tout d'abord en un contrat portant sur la livraison au  
3 Distributeur, à la frontière Québec-Labrador, d'électricité produite à la centrale de  
4 Menihek au Labrador par NLH.

5 Le Distributeur fera aussi l'acquisition des installations de transport et de  
6 distribution de IOC au Québec et il assurera la distribution d'électricité aux clients  
7 de la région de Schefferville.

8 Il est à noter, qu'hormis la présente demande, il n'y a pas d'autorisations  
9 spécifiques exigées en vertu d'autres lois pour la mise en place du contrat  
10 intervenu entre le Distributeur et NLH, notamment à Terre-neuve puisqu'il s'agit  
11 d'un actif déréglementé pour NLH (installations de production et de transport  
12 pour des fins de revente sur les marchés externes).

### **4.2 Mode d'acquisition**

13 Le contrat avec NLH a été conclu de gré à gré au terme d'une négociation. Le  
14 Distributeur n'a pas eu recours à l'appel d'offres pour ce contrat, pour les raisons  
15 suivantes.

16 Premièrement, d'un point de vue pratique, le recours à l'appel d'offres n'était pas  
17 réalisable dans les circonstances. En effet, le gouvernement du Québec a  
18 clairement indiqué qu'il avait fait le choix de la solution hydroélectrique et  
19 l'imposait au Distributeur. En outre, cette solution apparaissait depuis le début la  
20 meilleure à tous égards, plus particulièrement sur les plans économique et  
21 environnemental, d'autant plus que la centrale de Menihek est existante. Or, IOC  
22 ne souhaitait pas poursuivre ses activités de production et de distribution

1 électriques et le gouvernement de Terre-Neuve et Labrador avait indiqué qu'il  
2 n'accepterait pas de céder les droits hydriques à Hydro-Québec. Le Distributeur  
3 devait donc négocier avec le cessionnaire de ces droits. Quand un seul  
4 fournisseur est en mesure de répondre, l'appel d'offres ne constitue pas le  
5 moyen approprié.

6 Deuxièmement, si le Distributeur avait lancé un appel d'offres, il n'aurait  
7 vraisemblablement reçu — mis à part une éventuelle soumission de NLH ou d'un  
8 autre cessionnaire des droits hydriques — que des soumissions portant sur des  
9 centrales thermiques, les seules en mesure de produire en tout temps de la  
10 puissance et de l'énergie. Le Distributeur démontre plus loin que la solution  
11 thermique aurait entraîné des coûts plus élevés, en plus d'être moins  
12 intéressante sur le plan environnemental.

13 Troisièmement, vu la définition de « *réseau de distribution d'électricité* » énoncée  
14 à l'article 2, le Distributeur peut produire lui-même l'électricité nécessaire, à  
15 même ses propres installations, dans le cas des réseaux autonomes. Dans le  
16 cas présent, une solution avantageuse sur les plans économique et  
17 environnemental est possible, grâce à un contrat conclu avec NLH. Les  
18 dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* n'imposent pas au Distributeur le  
19 recours à l'appel d'offres pour l'approvisionnement des réseaux autonomes. En  
20 effet :

21 (1) les volumes d'électricité consommée en réseaux autonomes ne font  
22 pas partie de l'électricité patrimoniale, en vertu des dispositions du  
23 paragraphe 1<sup>o</sup> de l'alinéa 2 de l'article 52.2 ; et

24 (2) dans sa décision D-2002—290, la Régie avait émis l'opinion que « *le*  
25 *fait que ces volumes soient exclus du volume d'électricité patrimoniale fait*  
26 *en sorte qu'ils ne peuvent l'excéder : ces volumes ne sont tout simplement*  
27 *pas considérés. Si le législateur avait voulu que les volumes qui sont*

1 exclus du volume d'électricité patrimoniale fassent l'objet d'un appel  
2 d'offres, il l'aurait prévu expressément. » (Nous soulignons)

3 Vu tout ce qui précède, le Distributeur a fait le choix de conclure un contrat avec  
4 NLH sans recourir à l'appel d'offres.

5 Vu les avantages économiques et environnementaux évidents de  
6 l'approvisionnement en électricité produit de source hydraulique et considérant  
7 les diverses modalités contractuelles qui assurent au Distributeur un réel contrôle  
8 sur les coûts d'exploitation de la centrale de Menihek, le Distributeur a obtenu un  
9 résultat très satisfaisant et somme toute comparable à une situation où il serait  
10 pleinement propriétaire des installations de production nécessaires à  
11 l'alimentation électrique de la région de Schefferville.

### **4.3 Grandes lignes du contrat**

#### **4.3.1 Économie générale du contrat**

12 Malgré que NLH ne dispose pas de clients du service électrique dans la région  
13 environnant la centrale de Menihek, celle-ci est disposée à devenir propriétaire  
14 de la centrale de Menihek et à en vendre la production au Distributeur. NLH pose  
15 cependant comme condition *sine qua non* que tous les risques relatifs à la  
16 réfection et à l'exploitation de la centrale et des équipements de transport situés  
17 en territoire labradorien soient à la charge du Distributeur.

18 L'ensemble de ces risques sont ceux qu'Hydro-Québec a l'habitude d'assumer  
19 dans ses activités courantes. Il s'agit donc de risques connus et dont les  
20 conséquences sont prévisibles et mesurables, et il sont semblables à ceux que le  
21 Distributeur assumerait s'il était propriétaire de la centrale et des équipements de  
22 transport situés au Labrador. Les analyses économiques du Distributeur  
23 prennent en compte ces risques et leurs résultats indiquent que la solution  
24 proposée est la moins coûteuse. Le partage de risques exigé par NLH est donc  
25 acceptable pour le Distributeur et l'économie du contrat le reflète. De façon

1 générale, le Distributeur choisit d’assumer ce genre de risques plutôt que de  
2 payer une prime qui pourrait se révéler inutile.

3 Ces dispositions sont à l’avantage de la clientèle québécoise. En effet, d’une  
4 part, elles permettent de réduire les coûts et, d’autre part, les investissements et  
5 charges d’exploitation assumés par le Distributeur — lesquels constituent les  
6 éléments principaux du coût du contrat avec NLH — seront soumis à l’examen  
7 de la Régie.

8 Outre son approbation par la Régie, le contrat est sujet à la réalisation des  
9 conditions préalables suivantes :

- 10     ▪ acquisition de la centrale par NLH ;
- 11     ▪ octroi des droits hydriques à NLH ;
- 12     ▪ transmission des titres de propriété de la centrale à NLH par IOC ;
- 13     ▪ acquisition des réseaux de transport et de distribution au Québec par le  
14         Distributeur.

15 Le Distributeur prévoit la réalisation de ces conditions, qu’il a lui-même stipulées,  
16 d’ici la fin de 2006.

#### ***4.3.2 Durée***

17 Le contrat a une durée de 40 ans, renouvelable (art. 2.01)

#### ***4.3.3 Obligation de prendre l’électricité***

18 Le Distributeur a l’obligation de prendre ou de payer une quantité minimale  
19 annuelle de 40 GWh (art. 3.01 et 4.03). L’électricité est mesurée à la barre  
20 omnibus à 69kV du poste de Menihék.

21 La production actuelle de la centrale, pour l’alimentation de Schefferville,  
22 dépasse déjà cette quantité minimale. Vu la croissance prévue, le Distributeur

1 prévoit que cette quantité sera toujours dépassée dans l'avenir. (Voir tableaux 2  
2 et 3, plus haut)

#### ***4.3.4 Prix de la puissance et de l'énergie***

3 Les « frais relatifs à l'énergie minimum » sont de 3 ¢/kWh (0,03 \$/kWh) pour les  
4 40 premiers GWh/an et les « frais relatifs à l'énergie supplémentaire » sont de  
5 2 ¢/kWh pour toute quantité excédentaire (art 4.01). Ces prix sont indexés  
6 annuellement à l'indice des prix à la consommation (IPC) (art. 4.02). L'électricité  
7 est livrée à la frontière Québec-Labrador (art. 6.02 et 1.01).

8 Le coût de la puissance est inclus dans les frais mentionnés ci-dessus.

#### ***4.3.5 Coûts additionnels à la charge du Distributeur***

9 En sus des frais relatifs à l'énergie décrits ci-dessus, le Distributeur assume (art.  
10 5.01) :

- 11     ▪ tous les coûts de réfection des équipements de production et de transport,  
12        au Labrador ;
- 13     ▪ toutes les charges d'exploitation et de maintenance de ces équipements ;
- 14     ▪ tous les loyers, redevances et droits, au gouvernement de Terre-Neuve et  
15        Labrador ;
- 16     ▪ tous les coûts d'assurance et de franchise ;
- 17     ▪ tous les coûts des réparations majeures.

18 Ces dispositions reflètent le partage des risques que les parties ont établi.

## **5 TRAVAUX URGENTS**

### **5.1 Panne du groupe turbine-alternateur n° 3**

1 Le 23 décembre 2005, le groupe turbine-alternateur 3, le plus puissant de la  
2 centrale (et le plus récent<sup>8</sup>), a subi une panne majeure : fracture complète d'une  
3 pale de la roue et dommages importants aux deux autres pales, étirement de  
4 tous les boulons de l'assise du joint d'arbre et étirement de tous les boulons du  
5 couvercle du palier de butée. Ce groupe demeurera totalement hors d'état de  
6 fonctionner tant que des travaux importants de réparation n'y seront pas effectués.

7 Depuis cette date, le Distributeur a agi avec diligence pour rétablir l'alimentation  
8 électrique de façon fiable et pour bien identifier les solutions à apporter à court et  
9 à plus long terme.

### **5.2 Travaux entrepris à ce jour**

#### ***5.2.1 Mobilisation de groupes électrogènes diesel***

10 La panne a obligé le Distributeur à mobiliser d'urgence cinq groupes  
11 électrogènes d'une capacité totale de 7 MW afin de répondre à la demande de la  
12 pointe hivernale. En effet, les 2 groupes restants sont de capacité insuffisante  
13 pour répondre à la demande de pointe. Vu les délais nécessaires à la réparation  
14 du groupe 3, le Distributeur prévoit que les groupes électrogènes seront requis  
15 pour les hivers 2006-2007. Les coûts de location et de fonctionnement de ces  
16 groupes sont de 1,3 M\$ par année.

#### ***5.2.2 Diagnostic de la panne et détermination de la solution à apporter***

17 Dès le 30 décembre 2005, en pleine période de fêtes de fin d'année, le  
18 Distributeur a pu amener sur les lieux une équipe d'experts d'Hydro-Québec

---

<sup>8</sup> Voir la section *Problématique de l'alimentation électrique*, plus haut.

1 Production. Leur intervention a permis d'évaluer l'état des vannes batardeaux et  
2 des vannes aval, de constater les dommages apparents au groupe et d'établir  
3 une procédure sécuritaire de mise à sec, d'inspection et de réparation des  
4 dommages constatés. Suite à cette inspection, il a été établi un plan d'action  
5 pour :

- 6     ▪ mettre à sec le groupe ;
- 7     ▪ inspecter la roue et les directrices ;
- 8     ▪ réparer et ajuster le régulateur de vitesse ;
- 9     ▪ réparer et ajuster le mécanisme de vannage ;
- 10    ▪ colmater une fuite à la base du joint de charbon ;
- 11    ▪ remettre le groupe en marche pour le mois de février, si possible.

12 La mise à sec du groupe a été problématique et ce n'est que le 26 janvier 2006  
13 qu'une seconde intervention fut possible.

14 Cette intervention du 26 janvier 2006 visait à remettre en état le régulateur de  
15 vitesse et le mécanisme de vannage, à colmater temporairement les fuites au  
16 joint d'arbre et à remettre le groupe en marche pour le début de février. Il a alors  
17 été constaté que la turbine avait subi des dommages importants, contrairement  
18 aux hypothèses avancées le 30 décembre 2005. Il est alors apparu clairement  
19 qu'il serait impossible de remettre le groupe 3 en service dans les délais et les  
20 budgets qui avaient été initialement prévus.

### ***5.2.3 Solution retenue***

21 Trois scénarios ont été envisagés : la réparation de la roue, le remplacement de  
22 la roue et la réfection mécanique du groupe. La réparation ou le remplacement  
23 de la roue comportent une part d'inconnu assez grande et n'amélioreraient pas la  
24 durée de vie ou la fiabilité du groupe turbine-alternateur. Dans ce contexte, la

1 réfection mécanique constitue la solution la plus appropriée, malgré les coûts et  
2 les délais.

#### ***5.2.4 Discussions avec NLH et IOC***

3 Parallèlement aux travaux susdits, le Distributeur a entrepris des discussions  
4 avec IOC (l'actuelle propriétaire de la centrale) et avec NLH (éventuellement  
5 acquéresse de la centrale) puisqu'il ne peut ni exécuter les travaux lui-même, ni  
6 décider unilatéralement de leur exécution.

#### **5.3 Travaux de réfection à faire d'urgence**

7 Les travaux suivants doivent être faits urgemment afin d'assurer l'alimentation  
8 électrique de Schefferville au meilleur coût et avec toute la fiabilité nécessaire :

- 9     ▪ réfection mécanique et vérification de l'alternateur du groupe 3 (7,3 M\$) ;
- 10    ▪ inspection complète des groupes 1 et 2 (0,8 M\$) ;
- 11    ▪ réparation du mur de soutènement aval de la centrale en bordure du canal  
12      de restitution, pour régler des problèmes d'instabilité pouvant entraîner  
13      l'affaissement du mur dans le canal de restitution, ce qui pourrait mener à  
14      un arrêt de production de la centrale (1,1 M\$).

15 Le coût de ces travaux totalise quelque 9,2 M\$ mais, comme le démontre la  
16 section suivante, la réfection immédiate du groupe 3 constitue la solution la plus  
17 économique et celle qui offre la plus grande sécurité d'alimentation électrique.

18 Les coûts de ces travaux font partie de ceux que le Distributeur devrait assumer  
19 en vertu du contrat (article 5.01). Ils ne s'ajoutent pas à ce qui était prévu, ils  
20 seraient plutôt devancés, vu l'urgence.

21 Le Distributeur souhaite commencer ces travaux dès que la Régie l'y autorisera,  
22 de façon à mettre tout en œuvre pour que le groupe 3 soit remis en service pour

1 la pointe de l'hiver 2007-2008 et pour connaître le plus rapidement possible l'état  
2 réel des groupes turbines-alternateurs 1 et 2.

#### **5.4 Conséquences possibles du report des travaux de réfection**

3 Dans l'éventualité où le début des travaux de réfection devrait être retardé à  
4 2007, les coûts de l'alimentation électrique de Schefferville seraient supérieurs,  
5 principalement à cause de l'exploitation de groupes diesel.

6 En outre, il est de plus en plus probable que les groupes 1 et 2 (plus âgés que le  
7 groupe 3) subissent également des pannes. Tout retard à faire une inspection  
8 détaillée de ces groupes et à remettre en marche le groupe 3 entraîne des  
9 risques accrus quant à la fiabilité de l'alimentation électrique. Comme il est  
10 énoncé plus haut, les 2 groupes restants sont de capacité insuffisante pour  
11 répondre à la pointe hivernale. Dans l'éventualité d'une panne sur un de ceux-ci  
12 (ou pis sur les deux), le Distributeur devrait mobiliser des groupes électrogènes  
13 additionnels à un coût encore plus élevé.

14 D'importants problèmes d'approvisionnement en diesel pourraient également  
15 survenir. En effet, la production de 40 GWh d'électricité par année au moyen de  
16 groupes électrogènes entraîne une consommation annuelle de près de  
17 11 millions de litres, dont environ 1,2 millions de litre par mois durant l'hiver. Or, il  
18 n'existe aucune capacité significative de stockage de carburant à Schefferville.

19 Les tableaux suivants illustrent les conséquences économiques possibles d'un  
20 retard dans la remise en service du groupe 3.

##### **5.4.1 Scénario proposé**

21 Le coût total du scénario proposé est estimé à 12,2 M\$ pour les années 2006 à  
22 2008.

1  
2  
3

**TABLEAU 4  
COÛT DES TRAVAUX  
SCÉNARIO PROPOSÉ**

Réparation du groupe #3 en 2006-2007

	2006	2007	2008	TOTAL
INVESTISSEMENTS	M\$	M\$	M\$	M\$
Coût des travaux groupe #3 (2006-2007)	1,8	5,3	0,3	7,3
CHARGES D'EXPLOITATION				
Coût des travaux du mur de soutènement	0,1	1,0	0,0	1,1
Inspection des groupes #1 et #2	0,8	0,0	0,0	0,8
Coût des groupes électrogènes de secours (location)	1,1	1,1	0,0	2,2
Coût des groupes électrogènes de secours (diesel)	0,4	0,4	0,0	0,7
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>2,4</b>	<b>2,5</b>	<b>0,0</b>	<b>4,9</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4,2</b>	<b>7,8</b>	<b>0,3</b>	<b>12,2</b>

4

**5.4.2 Report du début des travaux à 2007**

5 Dans l'éventualité où les travaux urgents ne pourraient pas être entrepris dès  
6 l'été 2006, les coûts se monteraient à 13,8 M\$, soit 1,6 M\$ de plus, comme le  
7 démontre le tableau suivant.

8  
9  
10

**TABLEAU 5A  
COÛT DES TRAVAUX  
SCÉNARIO 1 DE REPORT À 2007**

Réparation du groupe #3 en 2007-2008

	2006	2007	2008	TOTAL
INVESTISSEMENTS	M\$	M\$	M\$	M\$
Coût des travaux groupe #3 (2007-2008)	0,0	4,0	3,3	7,3
CHARGES D'EXPLOITATION				
Coût des travaux du mur de soutènement	0,1	1,0	0,0	1,1
Inspection des groupes #1 et #2	0,8	0,0	0,0	0,8
Coût des groupes électrogènes de secours (location)	1,1	1,1	1,1	3,4
Coût des groupes électrogènes de secours (diesel)	0,4	0,4	0,5	1,2
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>2,4</b>	<b>2,5</b>	<b>1,6</b>	<b>6,5</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2,4</b>	<b>6,5</b>	<b>4,9</b>	<b>13,8</b>

11

12 Comme on l'a dit, tout retard à faire la réfection de la centrale augmente le risque  
13 de défaillance des deux autres groupes turbines-alternateurs. Dans l'éventualité  
14 de la défaillance prochaine d'un des groupes restants, les coûts augmenteraient

1 à 17,6 ou 24,1 M\$ de 2006 à 2008, selon que le groupe 3 est remis en service en  
 2 2007-2008 ou en 2008-2009, sans compter les travaux de réfection relatifs à  
 3 cette nouvelle panne. Ils pourraient même atteindre plus de 47 M\$ dans  
 4 l'éventualité où les deux autres groupes tomberaient en panne avant que le  
 5 groupe 3 soit remis en service, sans compter les travaux de réfection relatifs à  
 6 ces nouvelles pannes.

7  
8  
9

**TABLEAU 5B  
COÛT DES TRAVAUX  
SCÉNARIO 2 DE REPORT À 2007**

Réparation du groupe #3 en 2006-2007 et perte d'un des groupes restants

	2006	2007	2008	TOTAL
INVESTISSEMENTS	M\$	M\$	M\$	M\$
Coût des travaux groupe #3 (2006-2007)	1,8	5,3	0,3	7,3
<b>CHARGES D'EXPLOITATION</b>				
Coût des travaux du mur de soutènement	0,1	1,0	0,0	1,1
Inspection des groupes #1 et #2	0,8	0,0	0,0	0,8
Coût des groupes électrogènes de secours (location)	1,1	1,1	0,0	2,2
Coût des groupes électrogènes de secours (diesel)	0,4	5,3	0,0	5,7
Coût des groupes électrogènes de secours (entretien)	0,0	0,5	0,0	0,5
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>2,4</b>	<b>7,9</b>	<b>0,0</b>	<b>10,3</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6,6</b>	<b>13,2</b>	<b>0,3</b>	<b>17,6</b>

10

11  
12  
13

**TABLEAU 5C  
COÛT DES TRAVAUX  
SCÉNARIO 3 DE REPORT À 2007**

Réparation du groupe #3 en 2007-2008 et perte d'un des groupes restants

	2006	2007	2008	TOTAL
INVESTISSEMENTS	M\$	M\$	M\$	M\$
Coût des travaux groupe #3 (2007-2008)	0,0	4,0	3,3	7,3
<b>CHARGES D'EXPLOITATION</b>				
Coût des travaux du mur de soutènement	0,1	1,0	0,0	1,1
Inspection des groupes #1 et #2	0,8	0,0	0,0	0,8
Coût des groupes électrogènes de secours (location)	1,1	1,1	1,1	3,4
Coût des groupes électrogènes de secours (diesel)	0,0	5,3	5,3	10,6
Coût des groupes électrogènes de secours (entretien)	0,0	0,5	0,5	0,9
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>2,0</b>	<b>7,9</b>	<b>6,9</b>	<b>17,0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2,0</b>	<b>11,9</b>	<b>10,2</b>	<b>24,1</b>

14

1  
2  
3

**TABLEAU 5D  
COÛT DES TRAVAUX  
SCÉNARIO 4 DE REPORT À 2007**

Réparation du groupe #3 en 2007-2008 et perte des 2 groupes restants

	2006	2007	2008	TOTAL
INVESTISSEMENTS	M\$	M\$	M\$	M\$
Coût des travaux groupe #3	0,0	4,0	3,3	7,3
<b>CHARGES D'EXPLOITATION</b>				
Coût des travaux du mur de soutènement	0,1	1,0	0,0	1,1
IC sur les groupes #1 et #2	0,8	0,0	0,0	0,8
Coût des génératrices d'urgences (diesel)	1,1	2,2	2,2	5,6
Coût des génératrices d'urgences (location)	0,4	15,0	15,0	30,4
Coût des génératrices d'urgences (entretien)	0,0	0,9	0,9	1,8
<b>Total des charges d'exploitation</b>	<b>2,4</b>	<b>19,1</b>	<b>18,1</b>	<b>39,7</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2,4</b>	<b>23,1</b>	<b>21,4</b>	<b>47,0</b>

4

5 Il convient de noter que la décision prioritaire de la Régie d'autoriser le  
6 Distributeur à engager les dépenses nécessaires à l'exécution des travaux  
7 urgents constitue une condition nécessaire à la remise en service du groupe 3  
8 pour l'hiver 2007-2008. Elle ne constitue cependant pas une condition suffisante :  
9 en effet, l'échéancier des travaux est très serré et des retards pourraient se  
10 produire.

## **6 COÛTS POUR LE DISTRIBUTEUR**

### **6.1 Analyse économique**

11 Le tableau suivant présente le coût global, actualisé sur 40 ans, de l'ensemble  
12 des obligations du Distributeur à l'égard du contrat, y compris le coût des travaux  
13 urgents décrits plus haut.

1  
2

**TABLEAU 6**  
**RÉSULTATS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE<sup>9</sup>**

	<b>\$ actualisés 2005</b>
Investissements (centrale et transport)	38,4 M\$
Taxes sur le capital	3,4 M\$
Mise à la disposition < 40 GWh	23,6 M\$
Mise à la disposition > 40 GWh	5,5 M\$
Charges d'exploitation (opération et autres)	42,5 M\$
<b>Coût global actualisé</b>	<b>113,4 M\$</b>
<i>annuité croissante</i>	<i>12,1 ¢/kWh</i>

3

4 Pour déterminer les coûts engendrés par la prise en charge de la centrale  
5 Menihék, un audit de la centrale a été effectué en septembre 2002 par des  
6 experts mandatés par Hydro-Québec Distribution. L'audit avait pour objectif  
7 d'évaluer l'état des installations des équipements de production et de transport  
8 reliés à la centrale et de produire une estimation des coûts de remise en état et  
9 des coûts d'exploitation de la centrale. Une mise à jour sommaire a également  
10 été effectuée en décembre 2004, principalement pour ajuster les coûts à  
11 l'inflation et l'ordre de priorité des travaux.

12 L'analyse économique a été effectuée sur un horizon de 40 ans. Cette période  
13 est basée sur la durée du contrat. Les paramètres pour les analyses  
14 économiques et financières sont :

- 15     ▪ taux d'actualisation nominal de 6,41 % conformément à la décision  
16         D-2006-34 (R-3579-2005) ;
- 17     ▪ taxe sur le capital de 0,53 % en 2005 et décroissante à 0,29 % à l'horizon  
18         2008 ;
- 19     ▪ taux d'inflation à long terme de 2 %,
- 20     ▪ périodes d'amortissement : période d'amortissement selon les pratiques  
21         d'Hydro-Québec, sans dépasser la durée résiduelle du contrat.

<sup>9</sup> Le fichier électronique complet de l'analyse économique est joint.

1 Les investissements prévus totalisent 90,3 M\$. Les principaux pris en compte  
2 sont:

- 3       ▪ la réfection du groupe #3 en 2006-2007 (voir la section TRAVAUX  
4           URGENTS) ;
- 5       ▪ la réfection des groupes 1 et 2 à l'horizon 2027-2030, pour des  
6           investissements totalisant 62 M\$ ;
- 7       ▪ la réfection de la ligne de transport entre la centrale et le poste de  
8           Schefferville pour un montant de 16 M\$, prévue en 2008-2009 ;
- 9       ▪ la réfection du poste de départ de la centrale pour un investissement  
10           de 1,7 M\$ , prévue en 2007-2008;
- 11       ▪ une contingence spéciale pour couvrir le risque de manque de main-  
12           d'œuvre spécialisée, lors des deux premières années des travaux, de  
13           l'ordre de 1 M\$.

## 6.2 Impacts sur le revenu requis

14 L'impact sur le revenu requis du Distributeur apparaît au tableau suivant.

15 **TABLEAU 7**  
16 **IMPACT SUR LE REVENU REQUIS**

IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR								
(M\$ courants)	2 005	2006	2007	2008	2009	2010	2029	2044
Charges d'exploitation	3,9	6,1	4,6	1,7	1,7	1,9	2,6	3,5
Mise à la disposition > 40 GWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7	1,7
Amortissement (inv.)	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4	0,4	3,7	5,8
Amortissement (Mise à la disposition < 40 GWh)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	1,0
Taxes sur le capital	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,0
Coût du capital	0,7	1,6	1,9	2,3	2,8	3,1	4,9	0,2
<b>Impact sur les revenus requis du Distributeur</b>	<b>5,2</b>	<b>8,3</b>	<b>7,2</b>	<b>5,0</b>	<b>5,7</b>	<b>6,1</b>	<b>13,1</b>	<b>12,2</b>
en ¢/kWh (livrée frontière)	13,7	21,8	18,6	12,6	14,2	15,0	23,9	17,5

17  
18 L'impact sur les revenus requis est en moyenne de 17,5 ¢/kWh. Le niveau  
19 maximum est atteint dans la plage 2028-2031 et est causé par les  
20 investissements majeurs qui seront nécessaires sur les groupes 1 et 2.

## **7 AUTRES SOLUTIONS POSSIBLES**

### **7.1 Généralités**

1 En théorie, le Distributeur aurait pu avoir recours à d'autres moyens que le  
2 contrat conclu avec NLH, pour l'approvisionnement en électricité de la région de  
3 Schefferville. Les analyses économiques démontrent cependant la nette  
4 supériorité de la solution retenue, sur le strict plan des coûts.

5 En outre, aucune autre solution possible n'offre les mêmes avantages  
6 environnementaux ou sociaux. Entre autres parce qu'elles entraîneraient toutes  
7 la sous-utilisation, voire l'abandon, de la source existante d'énergie propre et  
8 renouvelable que constitue la centrale de Menihek.

### **7.2 Centrale thermique diesel**

9 La construction d'une centrale thermique diesel nécessiterait des  
10 investissements élevés et son exploitation entraînerait des coûts importants.

11 Les coûts d'installation d'une centrale thermique varient entre 5 M\$ et 7 M\$ par  
12 MW, ce qui s'établirait, pour les besoins de Schefferville, à environ 13 ¢/kWh. À  
13 ces coûts s'ajoutent les coûts d'exploitation pour environ 8 ¢/kWh et le coût du  
14 carburant de 19 ¢/kWh, pour un total de 41 ¢/kWh (annuité croissante en dollars  
15 de 2006). Cette analyse ne prend pas en compte les programmes commerciaux  
16 éventuels.

17 Sur le plan environnemental, l'exploitation d'une centrale thermique amènerait de  
18 la pollution due aux rejets atmosphériques et au bruit, en plus d'entraîner  
19 l'abandon d'une source existante d'énergie propre et renouvelable.

### **7.3 Centrale thermique à la biomasse forestière**

1 En 2003, le Distributeur a reçu une offre de la part d'un promoteur qui se disait  
2 prêt à construire et exploiter une centrale thermique à la biomasse forestière.  
3 Selon une évaluation du Distributeur, cette offre entraînait un coût de l'ordre de  
4 20 ¢/kWh (annuité croissante), incluant un coût variable de 4 ¢/kWh qui aurait  
5 évolué en fonction du prix des combustibles.

6 Outre son coût élevé, cette solution comporte de nombreux inconvénients. Ainsi,  
7 l'alimentation en biomasse reposerait en partie sur du transport de résidus  
8 forestiers depuis l'extérieur de la région. Enfin, l'installation proposée était  
9 constituée de deux centrales de 5 MW, à la biomasse forestière, et de deux  
10 groupes électrogènes diesel de 2,5 MW chacun.

11 Les inconvénients environnementaux auraient été *grosso modo* ceux d'une  
12 centrale diesel.

### **7.4 Raccordement au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie**

13 Le raccordement de Schefferville au réseau intégré, à partir de la centrale Brisay  
14 ou du poste Normand, à Fermont, est réalisable sur le plan technique mais est  
15 extrêmement coûteux.

16 Selon une étude réalisée en 1994, le coût pour une ligne d'environ  
17 300 kilomètres reliant la centrale Brisay à Schefferville a été estimé à environ  
18 120 M\$, soit l'équivalent de 36 ¢/kWh en dollars de 2006. À ce coût unitaire, il  
19 faut ajouter le coût de la puissance et de l'énergie soit environ 8 ¢/kWh à court  
20 terme et 6,5 ¢/kWh à long terme pour un total d'environ 44 ¢/kWh en dollars de  
21 2006.

22 À titre indicatif, le coût prévu de la ligne Nemiscau-Waskaganish (R-3512-2003)  
23 est de 64 M\$ pour 208 km, soit environ 0,31 M\$/km. Il faut cependant considérer

1 que le tracé d'une éventuelle ligne pour raccorder Schefferville au réseau serait  
2 situé dans une région d'accès beaucoup plus difficile.

### **7.5 Parc éolien**

3 Vu la nature intermittente du vent, l'énergie éolienne doit obligatoirement être  
4 couplée à une autre source pouvant offrir puissance et énergie en tout temps.

5 Dans le cas de Schefferville, aucune telle source n'existe, hormis la centrale de  
6 Menihek. L'approvisionnement en énergie éolienne nécessiterait donc  
7 obligatoirement (i) la construction d'une centrale thermique ou (ii) un contrat  
8 d'intégration de l'électricité de source éolienne avec NLH ce qui exigerait de toute  
9 façon le maintien en opération de la centrale de Menihek ou (iii) le raccordement  
10 au réseau intégré. Les coûts d'un approvisionnement éolien, dans ces  
11 circonstances, seraient donc prohibitifs.

12 Sur le plan environnemental, la solution est inintéressante dans la mesure où (i)  
13 elle nécessiterait la construction et l'exploitation d'une centrale thermique ou (ii)  
14 elle entraînerait la sous-utilisation voire l'abandon d'une source existante  
15 d'énergie propre et renouvelable.

### **7.6 Coûts comparatifs des solutions possibles**

16 Le tableau suivant démontre la nette supériorité économique de la solution  
17 proposée par le Distributeur sur toutes les autres.

1  
2

**TABLEAU 8**  
**COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS POSSIBLES**

<b>SOLUTION</b>	<b>COÛT ¢/kWh (2005) (Annuité croissante)</b>
<b>CONTRAT D'ACHAT AVEC NLH</b>	<b>12,1</b>
CENTRALE THERMIQUE DIESEL	40,2
CENTRALE THERMIQUE À LA BIOMASSE FORESTIÈRE	20,0
RACCORDEMENT AU RÉSEAU INTÉGRÉ	43,1

3

## **8 ANALYSE DES RISQUES**

### **8.1 Risques financiers**

4 Les risques financiers associés au contrat sont limités. D'une part, le coût de  
5 l'électricité est indexé à l'IPC. D'autre part, les risques de dépassements des  
6 coûts de réfection et d'exploitation des équipements au Labrador sont réels mais  
7 ne sont pas différents de ceux généralement encourus dans ce genre de travaux  
8 ou d'exploitation. Le Distributeur mettra tout en œuvre pour les contrôler et les  
9 limiter.

10 En théorie, le Distributeur encourt cependant le risque de devoir payer la totalité  
11 des 40 GWh prévus mais de ne pouvoir vendre la totalité de cette quantité, suite  
12 à une diminution de l'activité dans les communautés. Vu que cette activité  
13 dépend principalement des communautés autochtones, le risque d'une  
14 diminution apparaît peu probable.

15 Le Distributeur a effectué quatre analyses de sensibilité portant sur les coûts du  
16 contrat :

- 17 1. Augmentation de 250 % du coût de construction des deux lignes de  
18 transport prévues en 2008 et 2009. Ce coût bonifié correspond à une  
19 évaluation élevée du coût des travaux.

- 1 2. Devancement de la réfection des groupes 1 et 2.
- 2 3. Augmentation de 28 % des charges d'exploitation, cette majoration
- 3 correspond à l'écart entre l'analyse des coûts d'exploitation du scénario de
- 4 base versus un scénario fort.
- 5 4. Un scénario correspondant à la somme des trois précédents.

**TABLEAU 9**  
**ANALYSES DE SENSIBILITÉ**

	Sensibilité #1	Sensibilité #2	Sensibilité #3	Sensibilité #4
\$ actualisé 2005	Lignes de transport (2,5 X plus élevé)	Devancement de la réfection des groupes 1 et 2	Charges d'exploitation scénario fort	Somme des sensibilité 1 à 3
Investissements (centrale et transport)	57,7 M\$	51,8 M\$	38,4 M\$	71 M\$
Taxes	4,5 M\$	4,4 M\$	3,4 M\$	5,5 M\$
Mise à la disposition < 40 GWh	23,6 M\$	23,6 M\$	23,6 M\$	23,6 M\$
Mise à la disposition > 40 GWh	5,5 M\$	5,5 M\$	5,5 M\$	5,5 M\$
Charges d'exploitation (opération et autres)	42,5 M\$	42,5 M\$	60,3 M\$	74,9 M\$
<b>Coût global actualisé</b>	133,8 M\$	126,7 M\$	131,2 M\$	163,8 M\$
<i>annuité croissante</i>	14,3 ¢/kWh	13,6 ¢/kWh	14 ¢/kWh	17,5 ¢/kWh
<i>écart avec solution proposée. (annuité croissante)</i>	2,2 ¢/kWh	1,4 ¢/kWh	1,9 ¢/kWh	5,4 ¢/kWh

9 La réalisation du pire des scénarios (sensibilité # 4) montre une augmentation du  
10 coût unitaire de 45 % (17,5 versus 12,1 ¢/kWh). Ce coût demeure toutefois  
11 inférieur de quelque 12,5 pour cent à celui de la solution suivante (centrale à la  
12 biomasse forestière), lequel se monte à 20 ¢/kWh.

## 8.2 Risques reliés à la suffisance des approvisionnements

13 En vertu du contrat, NLH s'engage à livrer au Distributeur l'électricité dont il a  
14 besoin pour alimenter Schefferville. Son obligation de livrer est réduite en cas de  
15 réparation, révision, inspection, amélioration ou ajout d'équipement, ou de force  
16 majeure ou de pénurie d'eau due à des causes naturelles (art. 11.05 du contrat).  
17 Ces risques sont ceux auxquels les communautés de Schefferville sont déjà  
18 exposées, puisque c'est la centrale de Menihék qui les alimente déjà. En fait, les  
19 risques qu'encourt le Distributeur relativement aux équipements seront  
20 vraisemblablement réduits puisque ces derniers feront l'objet d'une réfection.

1 D'autre part, le contrat prévoit que NLH peut rappeler, sur préavis de 72 mois et  
2 moyennant indemnisation (article 8), toute quantité de puissance et d'énergie,  
3 pour ses propres besoins. Le Distributeur estime que la probabilité d'un tel rappel  
4 est faible. En outre, le délai de 72 mois serait suffisant, dans une telle  
5 éventualité, pour que le Distributeur mette en œuvre les moyens nécessaires  
6 (équipements de production ou de transport) pour combler le déficit  
7 d'approvisionnement.