

**DEMANDE D'AUTORISATION POUR LA RÉFECTION DES
VANNES DE L'ÉVACUATEUR DE CRUES PRINCIPAL
DE LA CENTRALE DES MENIHEK**

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	5
2. CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU PROJET	6
2.1. Rappel historique	6
2.2. Travaux effectués à ce jour	6
2.3. Travaux soumis pour approbation	7
3. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET	10
4. SOLUTIONS ENVISAGÉES	10
5. DESCRIPTION DU PROJET	12
6. COÛTS DU PROJET	12
6.1. Détail des coûts.....	12
6.2. Risques, mitigations et contingence	13
6.3. Impact sur le revenu requis du Distributeur	14
6.3.1. Paramètres de l'analyse	14
6.3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur.....	14
7. LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS.....	15
8. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION	15
9. MODE DE SUIVI DES RÉSULTATS.....	16
ANNEXE A : LISTE DES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES	17

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Vue d'ensemble de l'évacuateur de crues principal	7
Figure 2 : Parement d'une vanne arraché, côté aval.....	8
Figure 3 : Pièces encastrées prises dans la glace	8
Figure 4 : État des rails de guidage latéral.....	9
Figure 5 : Accumulation de plusieurs tonnes de glace sur une vanne.....	9

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Concordance avec le Règlement	5
Tableau 3 : Coûts annuels des travaux.....	13
Tableau 4 : Paramètres	14
Tableau 5 : Impact sur les revenus requis	15
Tableau 6 : Impact sur les revenus requis d'une majoration de 10 % des coûts du projet	15

1. INTRODUCTION

1 En vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, Hydro-Québec Distribution (le
 2 « Distributeur ») demande à la Régie de l'énergie (la « Régie ») de l'autoriser de procéder à
 3 la réfection des vannes de l'évacuateur de crues de la centrale des Menihék (le « Projet »).
 4 Le coût du Projet est évalué à 15,7 M\$.

5 Le tableau 1 indique la concordance entre les sections de la présente pièce et les exigences
 6 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de*
 7 *l'énergie* (le « Règlement »).

**TABLEAU 1 :
 CONCORDANCE AVEC LE RÈGLEMENT**

Exigences du Règlement	Sections de la preuve
<u>Article 2</u>	
1° les objectifs visés par le projet	HQD-1, document 1, section 3
2° la description du projet	HQD-1, document 1, section 5
3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQD-1, document 1, section 2
4° les coûts associés au projet	HQD-1, document 1, section 6
5° l'étude de faisabilité économique du projet	HQD-1, document 1, section 6
6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQD-1, document 1, section 7
7° l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité	HQD-1, document 1, section 6
8° l'impact sur la qualité de prestation du service de distribution d'électricité	HQD-1, document 1, section 8
9° le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents	HQD-1, document 1, section 4
<u>Article 3</u>	
1° selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées	HQD-1, document 1, annexe A
2° le cas échéant, les prévisions de vente attribuables au projet du distributeur d'électricité	Sans objet
3° le cas échéant, les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières	Sans objet

2. CONTEXTE ET JUSTIFICATION DU PROJET

2.1. Rappel historique

1 Le contexte historique entourant le projet a été largement exposé par le Distributeur au
2 dossier R-3602-2006¹. Le Distributeur en reprend ici les grandes lignes.

3 Le complexe hydroélectrique des Menihék, situé au Labrador, est l'unique source d'électricité
4 de la région de Schefferville (environ 2 000 habitants). En 2002, la minière Iron Ore
5 Company (IOC), propriétaire du complexe, avisait le gouvernement du Québec de son
6 intention de s'en départir. Afin d'assurer l'alimentation électrique de la région de Schefferville
7 et vu la décision irrévocable d'IOC de mettre immédiatement fin à ses activités reliées à
8 l'électricité, le Distributeur avait pris en charge les coûts auparavant assumés par IOC,
9 jusqu'à ce qu'une solution permanente soit mise en œuvre.

10 En décembre 2005, après négociations, Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador
11 Hydro (NLH, aujourd'hui Nalcor) signaient une entente de 40 ans pour assurer l'alimentation
12 en électricité de la région de Schefferville. L'entente prévoyait que NLH fasse l'acquisition de
13 la centrale des Menihék et fournisse l'électricité requise pour desservir la région. Grâce à
14 cette entente, le Distributeur disposait d'un approvisionnement en électricité fiable et à long
15 terme, à un coût raisonnable. En contrepartie, le Distributeur s'engageait à assumer tous les
16 coûts inhérents à l'exploitation et la réfection de la centrale. Cette entente a fait l'objet du
17 dossier R-3602-2006 et a reçu l'approbation de la Régie dans sa décision D-2006-123.

2.2. Travaux effectués à ce jour

18 Parmi les actifs de la centrale, l'évacuateur de crues principal, formé de quatre vannes, et
19 l'évacuateur secondaire, comportant dix-sept pertuis, n'avaient pas fait l'objet de réfections
20 majeures depuis plus de soixante ans. Leur examen a révélé la nécessité d'effectuer des
21 travaux à court terme afin de rétablir la capacité d'évacuation des installations, ces dernières
22 étant sujettes à un débit d'eau substantiel compte tenu de la taille considérable du bassin
23 versant (environ 19 000 km²). Le rétablissement de la capacité d'évacuation des crues est
24 essentiel puisque, dans son état actuel, la probabilité que l'équipement soit incapable de
25 fournir un débit suffisant pour évacuer la crue printanière est importante.

26 Depuis 2014, Nalcor a procédé au remplacement des poutrelles des 17 pertuis de
27 l'évacuateur secondaire². Elle a également reçu l'autorisation du Distributeur pour procéder à
28 l'achat d'un second chariot-treuil afin d'assurer la manœuvre des poutrelles³.

29 En ce qui a trait à l'évacuateur principal, une réfection du système de levage des quatre
30 vannes a été approuvée par le Distributeur en 2016 et devrait avoir lieu entre 2017 et 2020⁴.

¹ Demande d'autorisation pour réaliser le projet de prise en charge de l'alimentation électrique de la région de Schefferville. Voir la section 1.2 de la pièce HQD-1, document 2.

² Tableau R-37.1 de la pièce HQD-16, document 1.2 (B-0072) du dossier R-3980-2016.

³ Ibidem.

⁴ Ibidem.

2.3. Travaux soumis pour approbation

1 Le Distributeur doit à présent procéder rapidement à la réfection des quatre vannes de
2 l'évacuateur principal.

3 Une inspection des installations a permis d'identifier plusieurs problèmes risquant
4 d'empêcher le fonctionnement des vannes. Parmi ceux-ci, il faut souligner :

- 5 • l'accumulation de glace en amont et en aval des vannes, de même que dans les
6 pièces encastrées, indiquant la nécessité d'en rétablir le chauffage ;
- 7 • l'absence de roulement de plusieurs roues et la présence de fissures sur certaines
8 d'entre elles ;
- 9 • des voies de guidage en très mauvais état, entraînant un guidage latéral des vannes
10 inadéquat.

11 Non seulement les divers problèmes soulevés induisent-ils un risque important que les
12 vannes se coincent lorsqu'on tente de les manœuvrer, mais ils entraînent également des
13 défauts d'étanchéité des vannes.

14 Les figures 1 à 5 montrent le piètre état des installations et démontrent clairement la
15 nécessité de procéder urgemment aux travaux de réfection requis.

**FIGURE 1 :
VUE D'ENSEMBLE DE L'ÉVACUATEUR DE CRUES PRINCIPAL**



**FIGURE 2 :
PAREMENT D'UNE VANNE ARRACHÉ, CÔTÉ AVAL**



**FIGURE 3 :
PIÈCES ENCASTRÉES PRISES DANS LA GLACE**



**FIGURE 4 :
ÉTAT DES RAILS DE GUIDAGE LATÉRAL**



**FIGURE 5 :
ACCUMULATION DE PLUSIEURS TONNES DE GLACE SUR UNE VANNE**



1 Lors de la crue printanière de 2014, la vanne n° 1 de l'évacuateur n'a pu être ouverte que
2 très difficilement. Nalcor et le Distributeur ont d'ailleurs dû ouvrir une cellule d'urgence durant
3 cette crue. À ce moment, les rivières à l'ouest et au sud de la centrale des Menihek
4 connaissaient de fortes crues et le risque qu'une situation similaire survienne à la centrale
5 était majeur.

6 En cas de dépassement des capacités d'évacuation lors de la crue, le risque de
7 débordement est élevé. Le cas échéant, de sérieux dommages, tant aux digues qu'à la
8 centrale, pourraient survenir. Ceci résulterait en la rupture en quelques heures d'une digue
9 près de la centrale et en la perte d'alimentation en électricité et du lien ferroviaire de la région
10 de Schefferville.

11 Face à un tel risque, il s'avère impératif de débiter les travaux de réfection des vannes de
12 l'évacuateur dès 2017, afin de rétablir le plus rapidement possible la capacité d'évacuation.

3. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

13 Le Projet, en complément aux interventions connexes mentionnées à la section 2.2, a pour
14 objectif d'éliminer le risque important de débordement lors de crues printanières et ainsi d'en
15 prévenir les éventuelles conséquences.

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES

16 Dans sa décision D-2013-037, la Régie « *demande au Distributeur que soit présentée, à
17 l'occasion de la prochaine demande d'investissement de plus de 10 M\$ liée à la centrale
18 Mehinek ou à la ligne raccordant cette centrale à Schefferville, une mise à jour des
19 investissements et des approvisionnements envisagés dans le dossier R-3602-2006. Elle
20 demande également au Distributeur qu'il démontre que ces investissements demeurent
21 l'option la plus avantageuse en fonction des différents scénarios d'approvisionnement
22 possibles, selon les données les plus récentes qu'il aura alors à sa disposition.*⁵ » Le
23 Distributeur répond ici à la demande formulée par la Régie.

Mise à jour des investissements à la centrale des Menihek

24 Comme mentionné au dossier R-3602-2006⁶, un audit de la centrale a été réalisé en 2002.
25 Cet audit recommandait notamment que des essais et études complémentaires soient
26 réalisés. Les derniers essais ont été effectués en juillet 2016, en étroite collaboration avec
27 Nalcor, et le Distributeur dispose désormais d'une connaissance plus précise et complète de
28 l'état des équipements, des risques qui en découlent pour sa clientèle ainsi que des
29 conditions de réalisation des projets à la centrale par son partenaire, Nalcor. C'est sur cette

⁵ Décision D-2013-037, paragraphe 471.

⁶ Voir la section 6.1 de la pièce HQD-2, document 1.

1 base que le Distributeur a estimé les investissements requis pour assurer le bon
2 fonctionnement de la centrale sur l'horizon du contrat (2045).

3 La centrale des Menihek atteindra l'âge de 91 ans à la fin du contrat. Pour assurer la
4 fonctionnalité de l'ensemble des équipements sur cette période, des projets potentiels d'un
5 coût total d'environ [REDACTED] ont été identifiés, incluant les
6 sommes requises pour les lignes et le réseau de Schefferville.

7 Le Distributeur tient à souligner qu'afin de minimiser les investissements à la centrale, il
8 adopte une approche basée sur la gestion des risques. Les projets potentiels seront
9 optimisés et leurs coûts, évalués de façon paramétrique, seront estimés de façon plus
10 précise au fur et à mesure qu'ils seront jugés essentiels pour assurer le bon fonctionnement
11 de la centrale et garantir l'approvisionnement en électricité de la région de Schefferville. Le
12 cas échéant, ces projets feraient l'objet, en temps et lieu, de demandes d'autorisation
13 préalables auprès de la Régie.

Autres solutions d'approvisionnement

14 Plusieurs autres solutions d'approvisionnement avaient été envisagées dans le cadre du
15 dossier R-3602-2006⁸, soit une centrale thermique alimentée au diesel ou à la biomasse
16 forestière ou un raccordement au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie. L'analyse réalisée
17 à l'époque avait démontré que ces solutions présentaient un coût important ou encore des
18 inconvénients pratiques ou environnementaux et celles-ci n'avaient donc pas été retenues.
19 Le recours à un parc éolien avait également été écarté en raison de son coût prohibitif,
20 puisqu'il requerrait de toute façon la présence d'une autre centrale ou le raccordement au
21 réseau intégré afin de garantir la puissance.

22 À l'heure actuelle, le Distributeur ne dispose pas d'informations plus précises concernant les
23 coûts de ces autres solutions que celles qu'il avait en sa possession au moment du dossier
24 R-3602-2006. En conséquence, toute nouvelle analyse de ces solutions serait
25 essentiellement basée sur les paramètres et hypothèses utilisées précédemment.

26 Toutefois, dans l'optique notamment de réduire ses coûts d'approvisionnement et son
27 empreinte environnementale, le Distributeur a lancé des appels de proposition visant
28 l'alimentation des réseaux autonomes. D'autres appels de proposition devraient avoir lieu en
29 2017 et 2018⁹. Le Distributeur est d'avis que leur analyse pourrait permettre de porter un
30 jugement plus éclairé sur les avenues possibles pour l'alimentation de la région de
31 Schefferville. En conséquence, il propose respectueusement à la Régie que l'analyse de ces
32 éventuelles avenues ait lieu ultérieurement.

33 Cela étant dit, le Distributeur rappelle que le projet de réfection de l'évacuateur de crues, qui
34 fait l'objet de la présente demande d'autorisation, est essentiel à brève échéance pour les
35 raisons invoquées à la section 2. Ce projet est en effet incontournable quelle que soit la

⁸ Voir la section 7 de la pièce HQD-2, document 1.

⁹ Voir la section 4 de la pièce HQD-2, document 1 (B-0010) du dossier R-3986-2016.

1 solution d'approvisionnement à long terme de la région qui pourrait être retenue, et ce, en
2 raison des délais inhérents à la mise en place, le cas échéant, d'une autre solution.
3 Conséquemment, l'analyse d'autres solutions d'approvisionnement n'est pas utile aux fins de
4 la présente autorisation.

5. DESCRIPTION DU PROJET

5 La solution de réfection développée lors de l'avant-projet prévoit :

- 6 • le remplacement de toutes les pièces de roulement (roues, roulements à billes,
7 goupilles) ;
- 8 • le remplacement complet des voies de guidage amont et le retrait du guidage aval,
9 afin de minimiser le coût de réfection ;
- 10 • la réparation du système de chauffage des vannes ;
- 11 • la pose d'un nouveau parement aval sur chacune des quatre vannes ;
- 12 • l'ajout de tiges d'étanchéité et la modification des fixations ;
- 13 • la conservation telles quelles des faces amont des vannes, la rouille n'affectant pas
14 leur structure ;
- 15 • des travaux connexes pour réparer le béton de surface et corriger les éléments
16 déformés de la structure.

17 Les conditions au site ne permettant de procéder qu'à la réfection d'une seule vanne par
18 année, les travaux se feront de 2017 à 2020.

19 Le Distributeur souligne que la centrale étant située au Labrador et la propriété de Nalcor,
20 cette dernière sera responsable de la réalisation des travaux. L'échéancier détaillé des
21 travaux sera produit par Nalcor, après autorisation du Projet.

22 Le Distributeur mentionne que, considérant l'importance de débiter les travaux dès 2017 et
23 compte tenu des délais de réalisation du projet, une préqualification des entrepreneurs a
24 déjà été réalisée. La préparation de l'appel d'offres est en cours et son lancement prévu pour
25 le mois d'avril. Le Distributeur souligne toutefois que l'octroi des contrats par Nalcor sera
26 conditionnel à l'approbation du projet par la Régie.

6. COÛTS DU PROJET

6.1. Détail des coûts

27 Le Projet nécessite un montant de 15 660 k\$, dont 14 915 k\$ au budget des investissements
28 et 745 k\$ au budget des charges. Dans l'éventualité d'un écart de coûts de 15 % ou plus, le
29 Distributeur devra obtenir l'autorisation du Président-directeur général. Il en aviserait alors la
30 Régie, conformément à sa pratique.

**TABLEAU 3 :
COÛTS ANNUELS DES TRAVAUX (K\$)**

Années	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total 2017-2020	Total
Investissements								
Avant-projet	734	106	131	-	-	-	131	971
Projet	-	-	2 650	2 714	2 783	2 847	10 994	10 994
Sous-total	734	106	2 781	2 714	2 783	2 847	11 125	11 965
Réserve pour imprévus	-	-	542	555	569	581	2 247	2 247
Frais financiers capitalisés (FFC)	-	55	179	171	157	141	648	703
Coût de réalisation - Invest.	734	161	3 502	3 440	3 509	3 569	14 020	14 915
Charges								
Projet	-	-	151	154	157	162	624	624
Réserve pour imprévus	-	-	29	30	31	31	121	121
Coût de réalisation - Charges	-	-	180	184	188	193	745	745
Coût de réalisation total								
Avant-projet	734	106	131	-	-	-	131	971
Projet	-	-	2 801	2 868	2 940	3 009	11 618	11 618
Sous-total	734	106	2 932	2 868	2 940	3 009	11 749	12 589
Réserve pour imprévus	-	-	571	585	600	612	2 368	2 368
Sous-total	734	106	3 503	3 453	3 540	3 621	14 117	14 957
Frais financiers capitalisés (FFC)	-	55	179	171	157	141	648	703
Coût de réalisation - Invest. et charges	734	161	3 682	3 624	3 697	3 762	14 765	15 660

6.2. Risques, mitigations et contingence

1 L'analyse de risque amène le Distributeur à prévoir une contingence de 20 % pour ce projet.
 2 Les conditions particulières entourant sa réalisation accroissent le risque de fluctuations des
 3 coûts et expliquent qu'une contingence supérieure à celle généralement requise pour les
 4 projets d'investissements du Distributeur soit requise. Les principaux facteurs qui sous-
 5 tendent cette contingence sont les suivants :

- 6 • Une seule des quatre vannes a pu être inspectée, ce qui accroît l'imprécision sur les
 7 travaux à réaliser.
- 8 • Les décisions en cours de projet seront prises conjointement par Nalcor et
 9 Hydro-Québec. Les délais pour ce faire pourraient occasionner un retard dans
 10 l'exécution des travaux.
- 11 • Les apports importants d'eau à la centrale demandent l'ouverture fréquente des
 12 vannes de l'évacuateur principal et potentiellement l'enlèvement de poutrelles à
 13 l'évacuateur secondaire.
- 14 • Le transport du matériel se fait par train et l'utilisation du chemin de fer est accordée
 15 en priorité aux compagnies minières. Des retards d'une à deux semaines de livraison

- 1 sont fréquents. En outre, plusieurs incidents sur ce chemin de fer¹⁰ en ont restreint ou
2 empêché l'usage (parfois pour de longues périodes) au cours des dernières années.
- 3 • Les trains passent à moins de deux mètres de la zone des travaux et ceux-ci doivent
4 alors être arrêtés pour des raisons de sécurité. Une augmentation du trafic ferroviaire
5 d'ici 2020 se traduirait par un retard dans l'échéancier ou des coûts plus élevés dus
6 aux heures supplémentaires.
 - 7 • Les travaux doivent être effectués entre le début juillet et la fin octobre. En
8 considérant les autres facteurs de risque, cette fenêtre très courte induit un risque
9 non négligeable de report d'un an des travaux.

6.3. Impact sur le revenu requis du Distributeur

6.3.1. Paramètres de l'analyse

10 Les paramètres économiques utilisés pour les analyses (structure et coût du capital, coût de
11 la dette) sont ceux indiqués au tableau 4 et approuvés par la Régie dans sa décision
12 D-2016-033.

**TABLEAU 4 :
PARAMÈTRES**

Paramètre	Valeur	Source
Coût du capital prospectif	5,248 %	Décision D-2016-033
Taux d'inflation	2,0 %	Cible de l'indice des prix à la consommation (IPC) de la Banque du Canada

6.3.2. Impact relatif aux investissements du Distributeur

13 Afin de déterminer l'impact relatif à ses investissements, le Distributeur prend en
14 considération les coûts du projet, soit ceux associés à l'amortissement des actifs et au coût
15 du capital. Le projet n'étant pas situé sur le territoire du Québec, il n'est pas assujéti à la
16 taxe sur les services publics et aucun montant n'est donc prévu à cet effet. Par ailleurs,
17 hormis les charges directement prévues au projet, celui-ci devrait n'avoir aucun impact sur
18 les charges d'exploitation à long terme.

19 Le tableau 5 présente l'impact du projet sur les revenus requis du Distributeur. L'impact
20 maximal est de l'ordre de 1,3 M\$ à l'horizon 2021.

¹⁰ Glissement de terrain en 2010, collision de trains en 2013, éboulis en 2015, déraillements en 2011, 2014 et 2016.

**TABLEAU 5 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS (EN K\$)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2045
Charges	180	184	188	193	0	0	0	0	0	0
Amortissement	0	126	261	405	558	558	558	558	558	558
Frais financiers	0	83	165	246	326	273	207	141	74	8
Dépenses totales	180	394	614	844	884	831	765	699	632	566
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	0	100	199	296	392	328	248	168	88	8
Revenus requis	180	493	813	1 140	1 277	1 159	1 013	867	720	574

Note : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

1 Certaines situations difficilement prévisibles pourraient survenir et augmenter les coûts
 2 au-delà de la meilleure estimation réalisée. Le Distributeur a effectué une analyse de
 3 sensibilité sur les coûts du projet dans le cas où ceux-ci seraient de 10 % supérieurs à ceux
 4 présentés au tableau 3. Les résultats de cette analyse apparaissent au tableau 6. Le
 5 Distributeur souligne toutefois que la réserve incluse au projet devrait être suffisante pour
 6 couvrir les risques identifiés et les imprévus.

**TABLEAU 6 :
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS D'UNE MAJORATION
DE 10 % DES COÛTS DU PROJET (EN K\$)**

	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2030	2035	2040	2045
Charges	198	202	207	212	0	0	0	0	0	0
Amortissement	0	139	287	445	614	614	614	614	614	614
Frais financiers	0	91	182	271	359	301	228	155	82	9
Dépenses totales	198	433	676	929	973	914	841	768	695	622
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	0	110	218	326	431	361	273	185	97	9
Revenus requis	198	543	894	1 254	1 404	1 275	1 114	953	792	631

Note : Les totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.

7. LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

7 Aucune autre autorisation n'est requise en fonction des lois et règlements du Québec
 8 puisque le Projet se situe au Labrador et sera encadré par les lois et règlements de la
 9 province de Terre-Neuve-et-Labrador. Les autorisations requises relèvent de Nalcor, le
 10 partenaire du Distributeur.

8. IMPACT SUR LA QUALITÉ DE SERVICE DE DISTRIBUTION

11 Comme mentionné précédemment, le Projet permettra de réduire de façon substantielle le
 12 risque de dysfonctionnement de l'évacuateur de crues de la centrale des Menihék, lequel
 13 pourrait avoir des conséquences majeures pour l'alimentation en électricité des
 14 communautés de la région de Schefferville. Le Projet constitue donc un élément essentiel
 15 pour assurer la fiabilité d'alimentation de ces communautés.

9. MODE DE SUIVI DES RÉSULTATS

- 1 Le Distributeur propose de faire le suivi du Projet, selon le format présenté au tableau 3,
- 2 dans le cadre de son rapport annuel déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la*
- 3 *Régie de l'énergie*. Le suivi annuel fera état des coûts réels des travaux de distribution et
- 4 présentera une explication des écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, de
- 5 même qu'un suivi de l'échéancier des travaux.

ANNEXE A :

LISTE DES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES

NORMES TECHNIQUES CANADIENNES ET INTERNATIONALES RELATIVES AU PROJET

1 Le projet est situé au Labrador. Les normes applicables sont donc celles convenues avec
2 Nalcor.

- 3 • ANSI B4a : Tolerances, Allowances and Gauges for Metal Fits
- 4 • AWS D1.1 : Structural Welding Code – Steel
- 5 • AWS B2.1 : Standard for Welding Procedure and Performance Qualification
- 6 • ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section IX : Welding and Brazing
7 Qualifications
- 8 • ASNT SNT-TC-1A : Recommended Practice for Non-Destructive Testing
- 9 • Personnel Qualification and Certification
- 10 • CSA-S16-1969 : Design of Steel Structures
- 11 • CSA S16 : Limit States Design of Steel Structures
- 12 • CSA W117.2 Safety in Welding, Cutting and Allied Processes
- 13 • CSA W59 : Welded Steel Construction (Metal Arc Welding)
- 14 • CSA W47.1 : Certification of Companies for Fusion Welding of Steel
- 15 • CSA W48 : Filler Metals and Allied Materials for Metal Arc Welding
- 16 • CSA C22.1 : Canadian Electrical Code Part 1, Safety -Standard for Electrical
17 Installations
- 18 • CSA C22.2 No. 0.4 : Bonding of Electrical Equipment
- 19 • CSA C22.2 No. 0.8 : Safety Functions for Electronic Technology
- 20 • CSA C22.2 No. 14 : Industrial Control Equipment
- 21 • CSA C22.2 No. 35 : Extra Low Voltage Control Circuit Cable, Low Energy
22 Control Cable, and Extra Low Voltage Control Cable
- 23 • CSA C22.2 No. 38 : Thermoset Insulated Wires and Cables
- 24 • CSA C22.2 No. 45 : Rigid Metal Conduit
- 25 • CSA C22.2 No. 75 : Thermoplastic Insulated Wires and Cables
- 26 • CSA C22.2 No. 100 : Motors and Generators
- 27 • CSA C22.2 No. 126.1 : Metal Cable Tray Systems
- 28 • CSA C22.2 No. 131 : Type Teck 90 Cable
- 29 • CSA C22.2 No. 158 : Terminal Blocks
- 30 • CSA C22.2 No. 239 : Control and Instrumentation Cables
- 31 • CSA S157 : Strength Design in Aluminium
- 32 • CSA Z259.2.4 : Fall Arresters and Vertical Rigid Rails
- 33 • CSA Z259.2.5 : Fall Arresters and Vertical Lifelines
- 34 • NEMA C80.1 : Electrical Rigid Steel Conduit
- 35 • NEMA 250 : Enclosure for Electrical Equipment
- 36 • NEMA 4 : Enclosures Constructed for Either Indoor or Outdoor Use
- 37 • SMACNA : HVAC Systems Duct Design