

**Demande relative au remplacement des
transformateurs de puissance à 735-315 kV
au poste de la Manicouagan**

Table des matières

1	Introduction.....	5
2	Contexte	7
3	Objectifs	8
4	Description et justification du projet en relation avec les objectifs.....	9
4.1	Description des installations	9
4.2	Description des travaux	10
4.3	Justification du Projet en relation avec les objectifs.....	11
5	Solutions envisagées	12
5.1	Solution 1 – Remplacement par deux transformateurs à 735-315 kV de 1650 MVA.....	12
5.2	Solution 2 – Remplacement par trois transformateurs à 735-315 kV de 1110 MVA	13
5.3	Estimation des coûts des solutions envisagées.....	13
6	Coûts associés au Projet	14
6.1	Sommaire des coûts	14
6.2	Principales composantes du coût des travaux	17
6.3	Suivi des coûts du Projet	22
7	Impact tarifaire	23
8	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	24
8.1	Impact sur les réseaux planifiés	24
8.2	Impact sur l'exploitation du réseau	24
9	Conclusion	25

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Calendrier de réalisation	12
Tableau 3	Comparaison économique des solutions (M\$ actualisés 2012)	14
Tableau 4	Coûts des travaux avant-projet et projet par élément (en milliers de dollars de réalisation)	15
Tableau 5	Taux d'inflation spécifiques.....	16
Tableau 6	Coûts du « Client »	20

Liste des figures

Figure 1	Emplacement géographique du poste de la Manicouagan	8
Figure 2	Raccordement à 735 kV des transformateurs au poste de la Manicouagan.....	9
Figure 3	Raccordement à 315 kV des transformateurs au poste de la Manicouagan.....	10
Figure 4	Répartition des coûts internes et externes pour la phase projet	18
Figure 5	Répartition des coûts des activités	19

Liste des annexes

- Annexe 1 Schémas unifilaires du poste de la Manicouagan (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 2 Liste des principales normes techniques appliquées au Projet
- Annexe 3 Analyse économique
- Annexe 4 Coûts annuels
- Annexe 5 Impact tarifaire

1 Introduction

Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de remplacer les quatre transformateurs de puissance au poste de la Manicouagan par deux transformateurs de 1650 MVA (le « Projet ») et à réaliser des travaux connexes.

Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien des actifs » et « maintien et amélioration de la qualité du service ». Bien que l'élément déclencheur principal du Projet soit d'assurer la pérennité des installations, il vise également, dans une volonté d'optimiser les investissements, à mettre en place une configuration de poste optimale favorisant la fiabilité, la continuité et l'amélioration du service. C'est ainsi que sur un coût total de 127,8 M\$, 92,9 M\$ sont attribués à des travaux relatifs au maintien des actifs et 34,9 M\$ affectés à des travaux destinés à maintenir et améliorer la qualité du service du Transporteur. Outre l'installation de deux transformateurs à 735-315 kV d'une puissance de 1650 MVA, le Projet inclut le remplacement de disjoncteurs et le renforcement électrique du jeu de barres à 315 kV. Les mises en service des transformateurs sont prévues pour les mois d'octobre 2016 et d'octobre 2017.

Le Transporteur rappelle que les investissements de la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service » sont destinés à la satisfaction de la clientèle et au maintien ou au rehaussement de la qualité du service rendu par le Transporteur. Ces projets d'investissement représentent les solutions optimales retenues pour répondre à des problématiques de performance qui touchent notamment le comportement du réseau de transport, la continuité de service, la fiabilité des équipements et la qualité de l'onde. Le Projet constitue la meilleure solution technique et la moins coûteuse qui permet à la fois d'assurer le maintien des actifs, de même que le maintien et l'amélioration de la qualité de service et la fiabilité du réseau.

À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de respecter l'échéancier des travaux, il doit entreprendre dès à présent certaines activités d'ingénierie indispensables, notamment à la précision des documents qui seront déposés au soutien des futurs appels d'offres visant l'approvisionnement de matériel nécessaire à la réalisation du Projet. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités similaires à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

Le tableau 1 fait état de la concordance entre la demande du Transporteur, présentée conformément à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »), et les renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

Tableau 1
Concordance entre les sections de la demande et le *Règlement*

<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>				Pièce	Section ou annexe
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1	4
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	4
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1	6
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	5 et annexe 3
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	s. o.
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	7 et annexe 5
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	8
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	5
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	Annexe 2
3	1	3 ^o	Le cas échéant, les engagements contractuels et leurs contributions financières	s. o.	s. o.

2 Contexte

Le poste de la Manicouagan est situé à environ 15 km au nord-est de la ville de Baie-Comeau dans la région de la Côte-Nord. Ce poste à 735-315 kV a été construit au milieu des années soixante pour transiter l'électricité produite par les centrales de la Côte-Nord (complexe aux Outardes et complexe de la Manicouagan) et la centrale des Churchill Falls. Ce poste est raccordé au réseau de transport par six lignes monothernes à 735 kV en provenance des postes à 735 kV de Lévis (trois lignes), Arnaud (deux lignes) et Micoua (une ligne qui au courant de l'année 2014 sera raccordée au nouveau poste aux Outardes). De plus, ce poste est raccordé au réseau à 315 kV « Bersimis-Laurentides » par une ligne monotherne à 315 kV (L3010) entre les postes de la Manicouagan, de Hauterive et Bersimis-2.

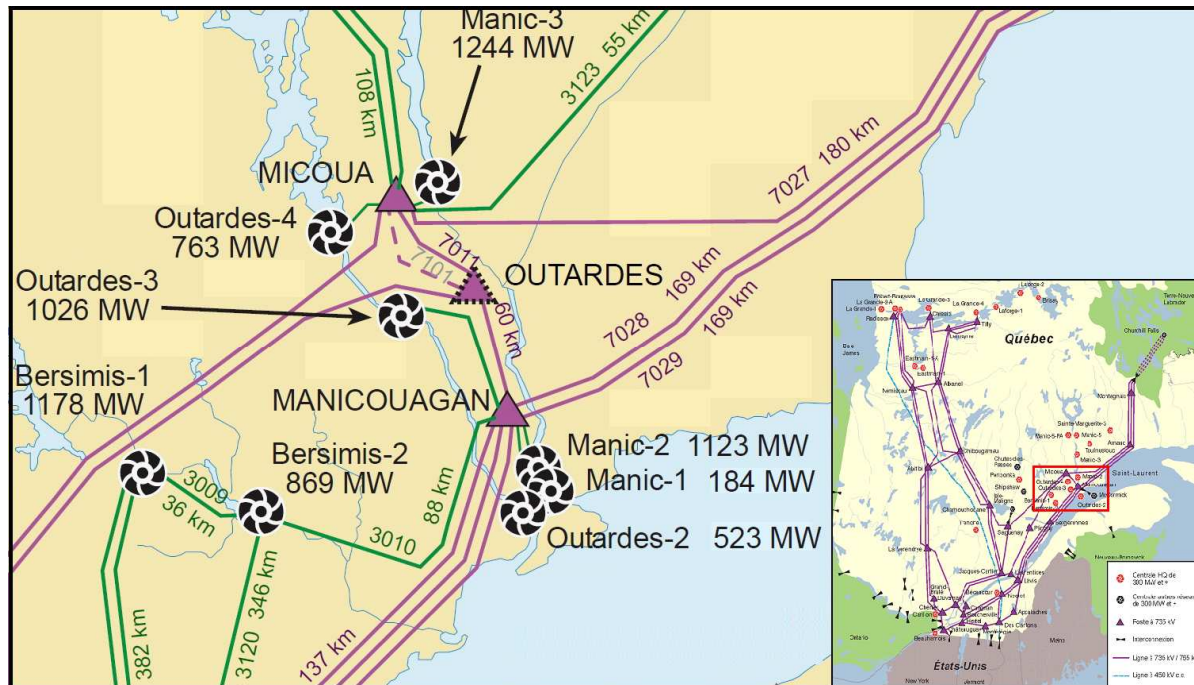
Le poste de la Manicouagan raccorde au réseau de transport près de 3000 MW de production locale provenant des centrales suivantes : Manic-1, Jean-Lesage (Manic-2), McCormick, Outardes-2 et Outardes-3. La puissance produite par ces centrales locales est supérieure à la charge locale du secteur qui est composée en grande partie de charge industrielle. Par conséquent, le transit de puissance dans la transformation se fait du réseau à 315 kV vers le réseau à 735 kV. En considérant cette production locale et la prévision de charge du Distributeur, les transits planifiés dans la transformation seront en hausse pour atteindre 2000 MW en période de pointe. Cette augmentation du transit dans la transformation est attribuable à la diminution de charge locale industrielle.

Les transformateurs de puissance au poste de la Manicouagan ont atteint la fin de leur durée d'utilité et doivent être remplacés au cours des prochaines années. De plus, six disjoncteurs à 735 kV et dix disjoncteurs à 315 kV ont atteint la fin de leur durée d'utilité ou représentent des risques de bris pouvant affecter la fiabilité du réseau et la sécurité du personnel.

Actuellement, la configuration de ce poste et sa capacité de transformation occasionnent des contraintes d'exploitation qui limitent la production des centrales locales, ce qui a un impact sur la livraison des ressources du Distributeur. Ce constat demeure inchangé à la lumière de la plus récente prévision de charge de ce dernier.

La figure 1 présente l'emplacement géographique du poste de la Manicouagan.

Figure 1
Emplacement géographique du poste de la Manicouagan



3 Objectifs

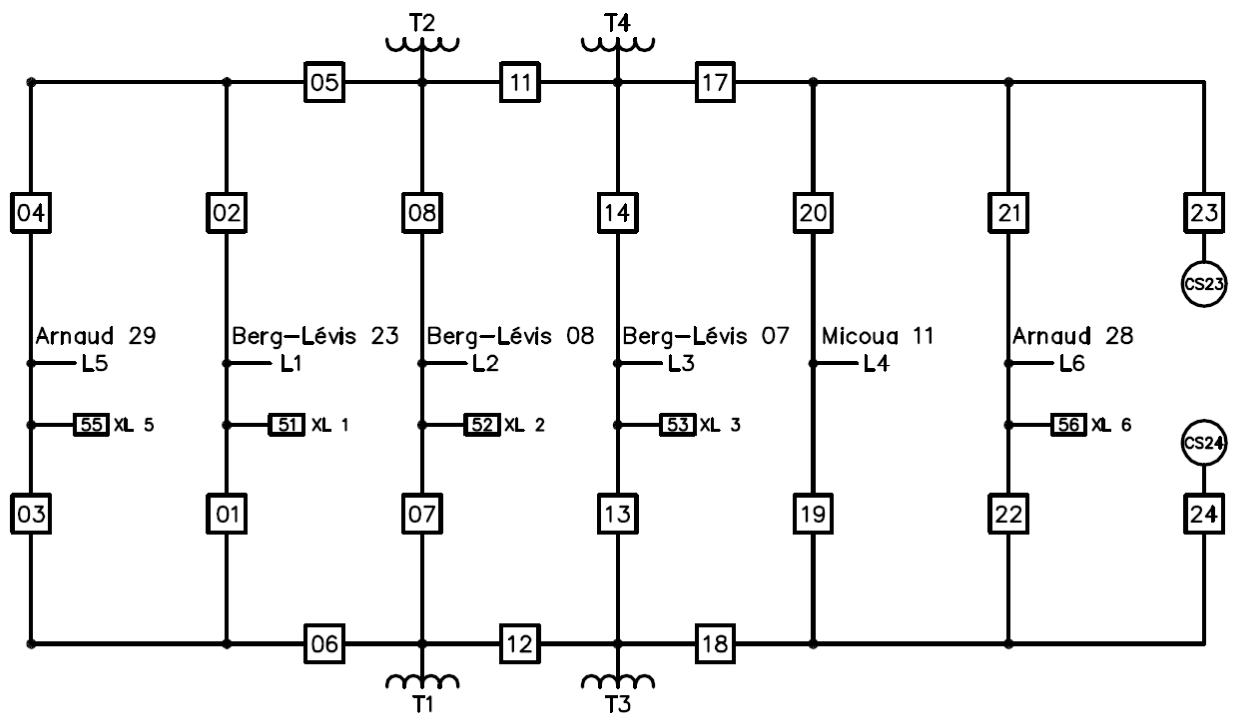
- 1 Le Projet vise à assurer la pérennité du poste de la Manicouagan, plus particulièrement
- 2 celle des transformateurs de puissance à 735-315 kV et de disjoncteurs. De plus, pour
- 3 optimiser les investissements, le Transporteur vise également à maintenir la qualité du
- 4 service à l'égard de la demande existante, spécifiquement la fiabilité des équipements et la
- 5 continuité du service.

4 Description et justification du projet en relation avec les objectifs

4.1 Description des installations

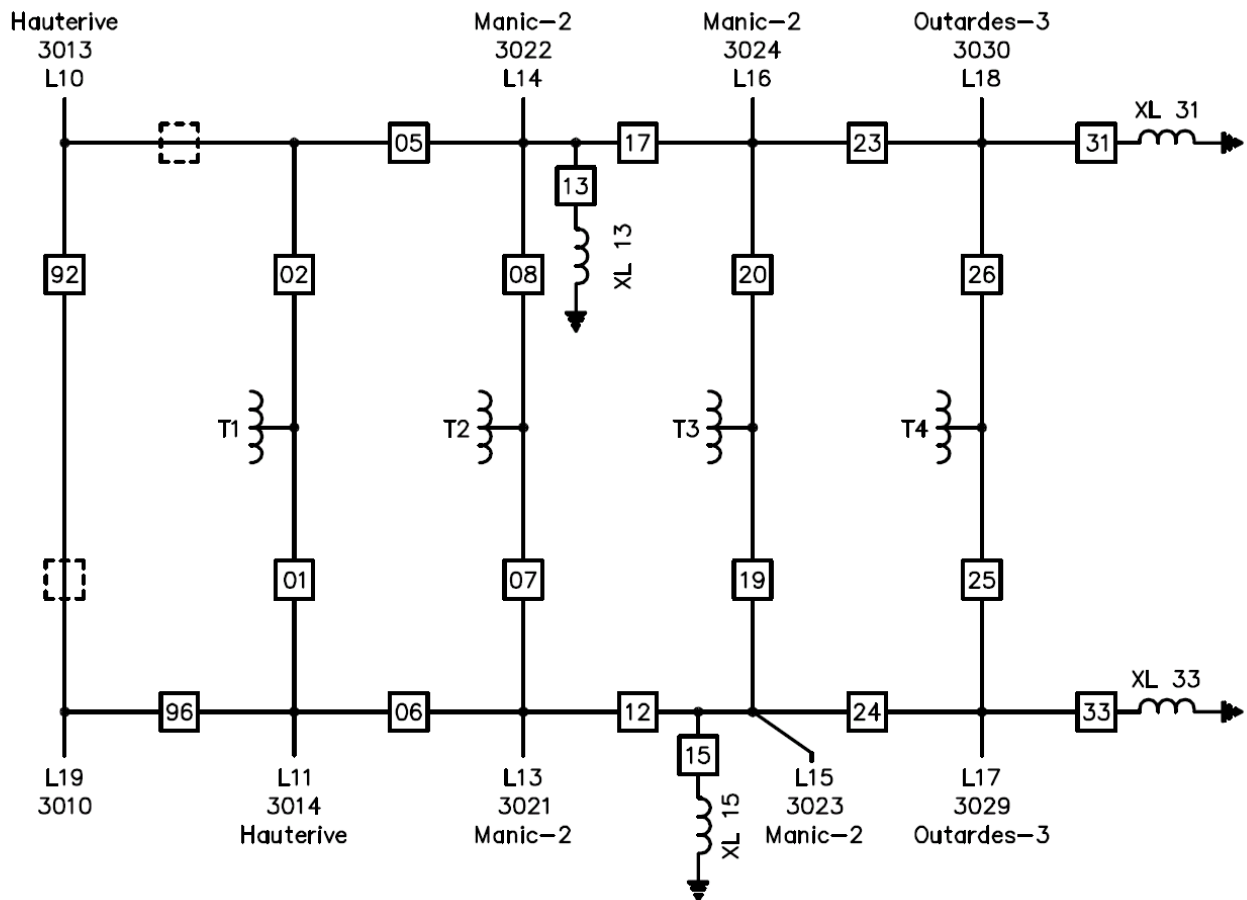
- 1 Le poste de la Manicouagan comporte plusieurs équipements majeurs en exploitation. La
- 2 transformation à 735-315 kV du poste est actuellement assurée à l'aide de quatre
- 3 transformateurs de 510 MVA (T1, T2, T3 et T4) qui ont été mis en service entre 1964 et
- 4 1968. Les figures 2 et 3 schématisent le raccordement des équipements sur les barres à
- 5 735 kV et 315 kV de ce poste. Deux facteurs restreignent le transit dans la transformation :
- 6 la configuration du poste ainsi que la tenue en court-circuit du jeu de barres à 315 kV.

Figure 2
Raccordement à 735 kV des transformateurs au poste de la Manicouagan



- 7 En effet, la configuration du poste fait en sorte que la défaillance de l'un des deux
- 8 disjoncteurs à 735 kV (700-11 ou 700-12) occasionne le déclenchement simultané de deux
- 9 transformateurs (T2 et T4 ou T1 et T3) en simple contingence. Le transit dans la
- 10 transformation doit donc être considérablement limité pour éviter la surcharge de
- 11 transformateurs au-delà de la surcharge admissible.

Figure 3
Raccordement à 315 kV des transformateurs au poste de la Manicouagan



1 De plus, les quatre transformateurs de puissance ne peuvent être exploités en parallèle, car
 2 la valeur du courant de court-circuit excède la tenue en court-circuit du jeu de barres à
 3 315 kV. Celui-ci est donc exploité de manière à réduire le courant de court-circuit à une
 4 valeur inférieure. Par exemple, dans certaines conditions, les disjoncteurs à 315 kV
 5 numéros 12, 19 ainsi que 26 sont exploités ouverts pour isoler les lignes 3023 et 3029 sur le
 6 transformateur T4. Ce mode d'exploitation réduit la capacité de transformation pour éviter
 7 les surcharges des transformateurs et entraîne la perte de production en première
 8 contingence.

4.2 Description des travaux

9 Le Projet consiste à remplacer les quatre transformateurs T1, T2, T3 et T4 de 510 MVA
 10 (douze cuves monophasées de 170 MVA) par deux nouveaux transformateurs de puissance
 11 à 735-315 kV de 1650 MVA (six cuves monophasées de 550 MVA). Certains travaux civils
 12 devront être réalisés pour l'installation de ces derniers à la position des transformateurs
 13 existants T1 et T4. Le Projet comprend aussi les travaux suivants :

- 1 • l'installation d'une phase de réserve à l'emplacement du transformateur T2 ;
- 2 • l'installation des barres de relève à 735 kV et à 315 kV pour la transformation ;
- 3 • le remplacement de 6 disjoncteurs à 735 kV et 10 disjoncteurs à 315 kV ;
- 4 • le remplacement de 3 sectionneurs à 735 kV et 15 sectionneurs à 315 kV ;
- 5 • le remplacement de colonnes isolantes, bases de béton et sections du jeu de barres
- 6 à 315 kV pour augmenter la capacité et la tenue en court-circuit de ce jeu
- 7 de barres ;
- 8 • le remplacement de 21 transformateurs de courant à 315 kV ;
- 9 • la construction d'un nouveau bâtiment de services auxiliaires.

10 Il prévoit également des remplacements et des modifications des systèmes de commande
11 et de protection et d'équipements associés aux services auxiliaires.

12 Le Transporteur dépose sous pli confidentiel, comme annexe 1 de la présente pièce, les
13 schémas unifilaires du poste de la Manicouagan.

4.3 Justification du Projet en relation avec les objectifs

14 Le Transporteur rappelle que le Projet vise principalement à assurer la pérennité du poste
15 de la Manicouagan. À court terme, la vétusté des transformateurs de puissance et des
16 disjoncteurs constituent le principal élément déclencheur du Projet.

17 Ce dernier vise également à maintenir la continuité du service et la fiabilité des équipements
18 en fonction des besoins actuels de transformation. Le Transporteur réitère qu'il doit
19 remédier aux contraintes associées à la capacité de transformation à ce poste, afin
20 d'éliminer les restrictions induites sur la production locale et d'être par conséquent en
21 mesure de livrer les ressources du Distributeur.

22 Suite à la réalisation du Projet, le déclenchement simultané de deux transformateurs n'est
23 plus possible, car les nouveaux transformateurs ne sont pas raccordés sur la même barre à
24 735 kV (positions T1 et T4 de la figure 2 ; voir également les schémas unifilaires). Par
25 ailleurs, le renforcement du jeu de barres à 315 kV permet l'exploitation en parallèle des
26 transformateurs et permet ainsi d'éviter toute perte de production en première contingence.
27 De plus, le déclenchement d'un transformateur n'engendre pas de surcharge inadmissible à
28 la transformation au poste de la Manicouagan.

29 Le Transporteur considère que le Projet est réalisable au plan technique, tant du point de
30 vue de l'échéancier que du point de vue électrique. L'avant-projet et les analyses
31 supplémentaires réalisées à ce jour par le Transporteur ont permis de confirmer la faisabilité
32 et de préciser les contraintes inhérentes au Projet.

33 Le calendrier de réalisation des travaux liés au Projet est présenté au tableau 2.

Tableau 2
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Novembre 2012	Décembre 2013
Autorisation de la Régie	Mai 2014	Octobre 2014
Projet et mise en service	Octobre 2014	Octobre 2016 (T4) Octobre 2017 (T1) Octobre 2018 (phase de réserve)

1 Par ailleurs, le Transporteur dépose à l'annexe 2 la liste des principales normes techniques
2 appliquées au Projet. Aucune autorisation à l'égard du Projet n'est exigée en vertu
3 d'autres lois.

5 Solutions envisagées

4 Le Transporteur a étudié deux solutions afin d'atteindre ses objectifs décrits à la section
5 précédente :

- 6 • Solution 1 : remplacement des quatre transformateurs à 735-315 kV de 510 MVA
7 chacun par deux transformateurs à 735-315 kV de 1650 MVA chacun ;
- 8 • Solution 2 : remplacement des quatre transformateurs à 735-315 kV de 510 MVA
9 chacun par trois transformateurs à 735-315 kV de 1110 MVA chacun ;

5.1 Solution 1 – Remplacement par deux transformateurs à 735-315 kV de 1650 MVA

10 La solution 1 recommandée préconise le remplacement des quatre transformateurs par
11 deux nouveaux transformateurs 735-315 kV de 1650 MVA, ainsi que l'installation d'une
12 phase de transformateur de réserve de 550 MVA.

13 En plus d'assurer la pérennité de la transformation au poste de la Manicouagan, cette
14 solution permet d'éliminer les contraintes d'exploitation qui restreignent la production des
15 centrales locales et ce avec moins d'équipements que la solution 2. L'installation de la
16 phase de réserve vise à augmenter la fiabilité de la transformation à ce poste. Aussi, la
17 solution recommandée permet l'ajout d'un troisième transformateur de 1650 MVA en
18 position T2 si l'évolution du réseau le requiert. Le Transporteur souligne que ce type de
19 transformateurs est déjà utilisé au poste Micoua.

5.2 Solution 2 – Remplacement par trois transformateurs à 735-315 kV de 1110 MVA

1 Quant à elle, la solution 2 vise plutôt le remplacement des transformateurs actuels par trois
2 transformateurs à 735-315 kV de 1110 MVA. Bien que cette solution réponde aux objectifs
3 du Projet, il appert du tableau 3 ci-dessous que son coût dépasse celui de la solution 1
4 recommandée. Elle est donc écartée au profit de la solution 1, plus économique et
5 techniquement optimisée.

5.3 Estimation des coûts des solutions envisagées

6 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées au moyen de l'analyse
7 économique. Cette analyse est réalisée à l'étape de l'étude des solutions et sert au choix de
8 la solution optimale qui sera recommandée à l'avant-projet et ultimement à la phase projet.
9 Pour le Projet, cette analyse a été réalisée en 2012 et a permis de recommander le début
10 de la phase avant-projet de la solution 1 retenue en septembre 2012.

11 Dans l'analyse économique, le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en
12 tenant compte des investissements requis pour la construction, des réinvestissements, des
13 valeurs résiduelles, de la taxe sur les services publics, des charges d'exploitation (dont les
14 pertes électriques) et du coût du capital. L'analyse économique a été réalisée sur une
15 période de 40 ans, soit de 2012 à 2051.

16 Les hypothèses suivantes ont été considérées aux fins de l'analyse :

- 17 • Taux d'actualisation de long terme de 5,698 %,
- 18 • Taux d'inflation générale de 2,0 %,
- 19 • Taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

20 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
21 portion comprise entre la fin de la durée d'analyse et la fin de la durée d'utilité spécifique de
22 chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction des
23 catégories d'équipements établies par le Transporteur.

24 Le tableau 3 présente une comparaison économique des solutions décrites précédemment.
25 Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2012, en considérant
26 les taux en vigueur lors de l'analyse, et sont évalués en considérant une période de 40 ans.

Tableau 3
Comparaison économique des solutions
(M\$ actualisés 2012)

	Solution 1 Remplacement par 2 transformateurs à 735-315 kV de 1650 MVA chacun	Solution 2 Remplacement par 3 transformateurs à 735-315 kV de 1110 MVA chacun
Investissements	50,6	57,8
Valeurs résiduelles	3,0	3,9
Taxe sur les services publics	2,9	3,2
Charges d'exploitation		
Pertes électriques	0	3,8
Frais de maintenance	0	1,8
Coûts globaux actualisés	50,5	62,7

Comme mentionné précédemment, les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les coûts globaux actualisés de la solution 1 retenue sont inférieurs à ceux de la solution 2.

Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 3. Lors de la réalisation de l'avant-projet pour le remplacement des transformateurs, des travaux de pérennité supplémentaires ont été inclus dans ce Projet par souci d'efficience pour optimiser la coordination des travaux. En effet, la période des travaux planifiée s'échelonne de 2015 à 2019 et nécessite de nombreux retraits d'équipements affectant la production des centrales raccordées à ce poste. Ces travaux visent le remplacement de disjoncteurs et de protections, ainsi que la pérennité des services auxiliaires du poste. Le Transporteur tient à préciser qu'il n'y a aucune autre solution envisageable pour ces travaux. Peu importe la solution envisagée, ces interventions doivent être réalisées et par conséquent n'ont pas d'influence sur le choix de la solution.

6 Coûts associés au Projet

6.1 Sommaire des coûts

Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 127,8 M\$.

Les coûts par année sont présentés à l'annexe 4. Tel qu'il appert de cette annexe, les coûts associés à la catégorie « maintien des actifs » sont de l'ordre de 92,9 M\$ alors que les coûts associés à la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service » sont de l'ordre de 34,9 M\$.

Tableau 4
Coûts des travaux avant-projet et projet par élément
(en milliers de dollars de réalisation)

Poste	
Coûts de l'avant-projet	
Études d'avant-projet	818,1
Autres coûts	4,6
Frais financiers	33,3
Sous-total	856,0
Coûts du projet	
Ingénierie interne	2 361,3
Ingénierie externe	1 067,5
Client	5 289,5
Approvisionnement	60 314,7
Construction	29 528,9
Gérance interne	6 866,9
Gérance externe	1 957,1
Provision	8 926,4
Autres coûts	2 977,3
Frais financiers	7 703,0
Sous-total	126 992,6
TOTAL	127 848,6

- 1 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
2 tableau 5.

Tableau 5
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Postes	2,0 %	3,4 %	2,6 %	2,5 %	2,4 %	2,2%

3 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
4 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
5 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement et services partagés (« HQÉSP »)
6 en date du 4 avril 2013.

7 Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2012-161¹ quant à la
8 justification des taux d'inflation utilisés pour évaluer les coûts de travaux des divers projets
9 d'investissement qui lui sont soumis pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les
10 informations pertinentes à l'appui des taux d'inflation utilisés à ces fins.

11 Le Transporteur tient d'abord à rappeler que la variation des taux d'inflation est liée aux
12 prévisions de l'évolution de la valeur des indices composant ces taux d'inflation.

13 Les taux d'inflation sont établis d'après des modèles types des projets de postes, lignes et
14 télécommunications du Transporteur. Dans chaque modèle, une liste des principales
15 composantes est établie et un poids exprimé en pourcentage leur est attribué. Pour chaque
16 composante, un indice a été appliqué. Les modèles sont mis à jour périodiquement en
17 fonction de l'évolution des prix reliés aux éléments des projets. Les taux d'inflation produits
18 à partir de ces modèles sont mis à jour annuellement.

19 La liste des principales composantes pour la rubrique « Postes » est présentée ci-après :

- 20 • Coût de main-d'œuvre :
- 21 ◦ ingénierie interne et externe ;
- 22 ◦ gestion de projet et de chantier.
- 23 • Coûts reliés à la construction :
- 24 ◦ main-d'œuvre de construction ;
- 25 ◦ équipement et matériaux de construction.
- 26 • Approvisionnement :

¹ Décision D-2012-0161, par. 42, pour le dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi.

- 1 ◦ transformateurs et inductances ;
- 2 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
- 3 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeux de barres, etc.

4 Le Transporteur souligne que c'est à la division HQÉSP que revient la responsabilité de
5 mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de lignes et de postes du
6 réseau de transport.

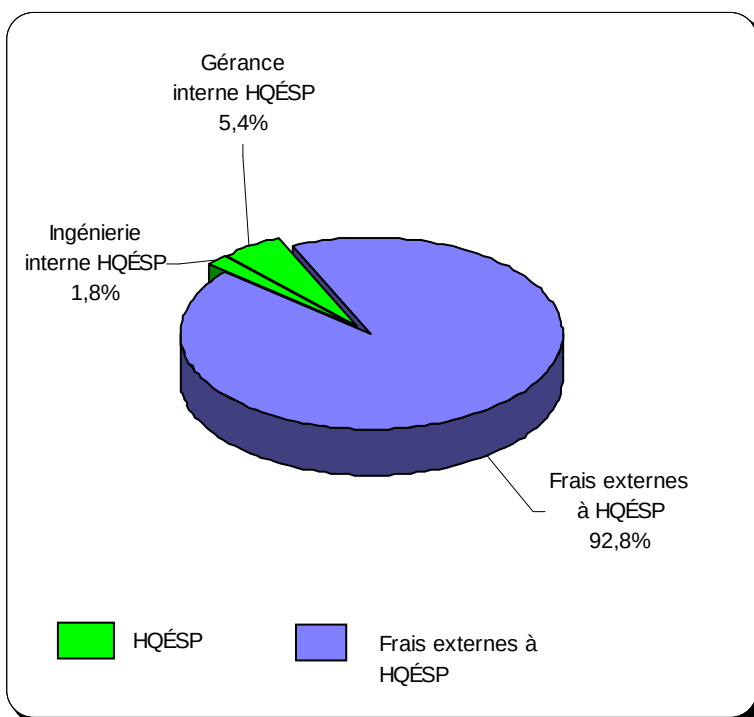
7 Le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant autorisé par le Conseil
8 d'administration de plus de 15 %, auquel cas il doit obtenir une nouvelle autorisation de ce
9 dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer la Régie en temps
10 opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de contenir les coûts du
11 Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

6.2 Principales composantes du coût des travaux

12 Comme présentés à la figure 4, les coûts externes à HQÉSP pour la phase projet sont de
13 118,6 M\$, soit 92,8 % du coût total du Projet de 127,8 M\$.

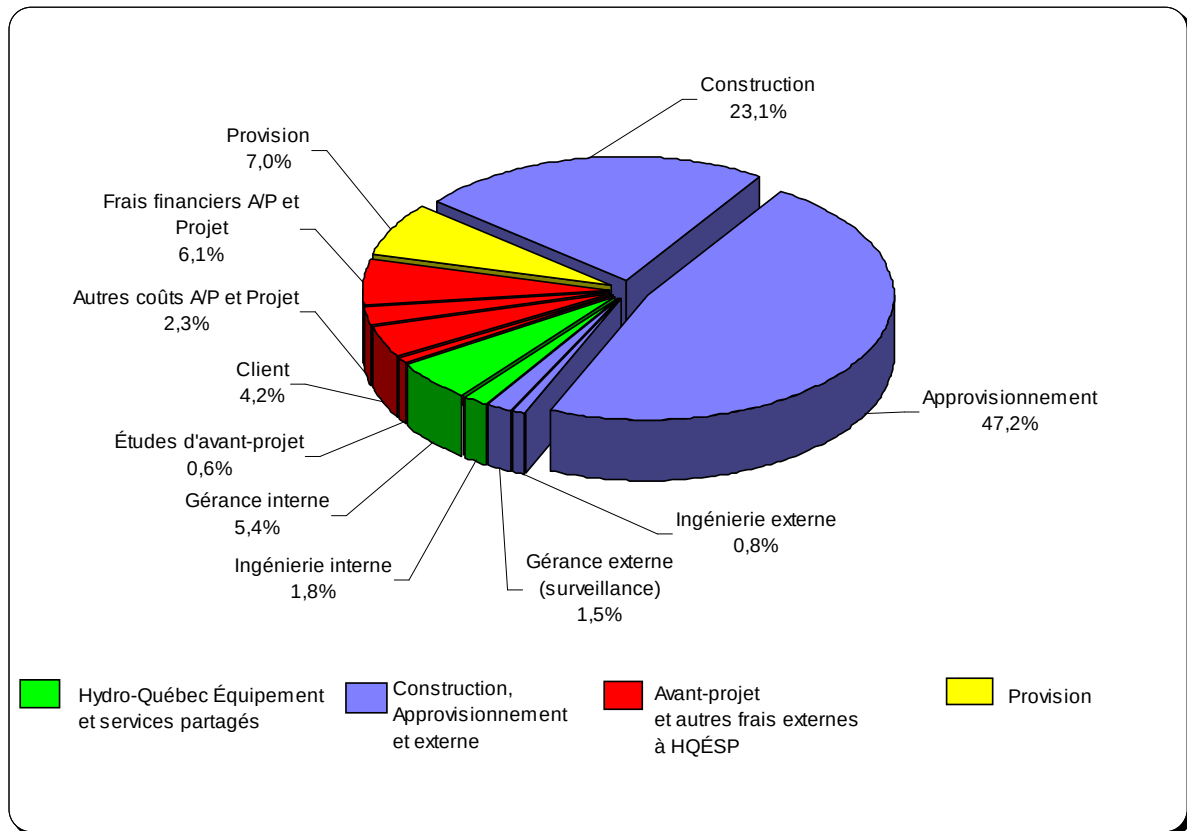
14 HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la production des plans et
15 devis. L'approvisionnement est réalisé par le biais d'appels d'offres et de soumissions. Par
16 la suite, les travaux de construction sont généralement réalisés sous la responsabilité de
17 HQÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément aux directives corporatives
18 d'acquisition de biens meubles et de services.

Figure 4
Répartition des coûts internes et externes pour la phase projet



- 1 La figure 5 présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises pour la
- 2 réalisation du Projet.

Figure 5
Répartition des coûts des activités



Approvisionnement et construction

1 Le coût des activités reliées à l'approvisionnement et à la construction du présent Projet
2 s'élève à 89,8 M\$, soit 70,3 % du coût total du Projet de 127,8 M\$.

3 Comme mentionné précédemment, les travaux seront attribués par appels d'offres. Le
4 respect des directives en place en cette matière garantit à HQÉSP une gestion efficace,
5 équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice
6 des clients du Transporteur.

Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet

8 Les frais d'ingénierie, les frais de gérance et les frais des études d'avant-projet s'élèvent à
9 13,1 M\$, soit 10,2 % du coût total du Projet de 127,8 M\$.

10 Les coûts des travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 0,8 % du coût
11 total du Projet, seront imputés au Transporteur au prix coûtant. Par ailleurs, les services
12 d'ingénierie interne sont facturés par le mécanisme de facturation interne. Quant aux coûts
13 de 8,8 M\$ pour la gérance de projet, soit 6,9 % du coût total du Projet de 127,8 M\$, ils
14 représentent tous les frais relatifs à la gestion de projet et à la gérance de chantier. Ces

1 coûts incluent les activités de surveillance de chantier dont une partie, pour un montant
2 d'environ 2,0 M\$, sera confiée à une firme externe. Les frais de gérance sont mesurés en
3 pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance
4 interne propres à HQÉSP s'élève à 5,4 % du coût total du Projet de 127,8 M\$.

5 Par ailleurs, Hydro-Québec surveille étroitement les frais de gérance de ses projets afin
6 qu'ils demeurent concurrentiels.

7 **Coûts du client**

8 Le Transporteur présente au tableau 6 une ventilation des coûts de la rubrique « Client » du
9 tableau 4 précédent. Ces coûts s'élèvent à 5,3 M\$, soit 4,2 % du coût total du Projet.

Tableau 6
Coûts du « Client »

en milliers de dollars						
Description	Total	2014	2015	2016	2017	2018
Expertise technique	100,7	27,7	25,8	15,4	15,7	16,1
Inspection finale et mise en route	5188,8		909,7	1394,3	1 425,3	1 459,5
Total	5289,5	27,7	935,5	1409,7	1441,0	1475,6

10 La nature de ces coûts est décrite comme suit :

- 11 • expertise technique : activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
- 12 • inspection finale et mise en route : activités réalisées par le Transporteur associées
13 aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des
14 équipements installés avant la mise en service commerciale.

15 **Frais financiers**

16 Les frais financiers totaux s'élèvent à 7,7 M\$, soit 6,1 % du coût total du Projet.
17 Conformément à la décision D-2002-95² de la Régie, la capitalisation des frais financiers
18 aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de l'année témoin
19 projetée, soit 7,053 % pour 2014³.

20 De plus, conformément aux décisions D-2003-68⁴ et D-2005-63⁵, le Transporteur précise
21 que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 5,666 %⁶
22 procure une réduction de 1,6 M\$ pour un investissement total de 126,2 M\$.

² Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.

³ Décision D-2014-049, 20 mars 2014, page 10.

⁴ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 26.

⁵ Décision D-2005-63, 15 avril 2005, page 4, faisant suite à la décision D-2005-50.

⁶ Décision D-2014-049, 20 mars 2014, page 10.

1 **Autres coûts**

2 Les autres coûts s'élèvent à 3,0 M\$ et représentent 2,3 % du coût total du Projet de
3 127,8 M\$. Ils regroupent notamment les éléments suivants :

- 4 • gestion des matières dangereuses ;
- 5 • fourniture de matériel ;
- 6 • matériel à projets et guichet unique ;
- 7 • revalorisation des biens meubles excédentaires ;
- 8 • frais d'acquisition des biens et services ;
- 9 • gestion des données et des documents (originaux et géomatique).

10 Ces autres coûts sont estimés en fonction des besoins réels du Projet et correspondent à
11 des activités nécessaires à son bon déroulement. Ces coûts seront facturés par la suite au
12 Projet en fonction des coûts réels.

13 Ces activités sont des services fournis principalement par la direction principale – Centre de
14 services partagés.

15 **Provision**

16 La valeur de la provision s'élève à 8,9 M\$, soit 7,0 % des coûts du Projet de 127,8 M\$.
17 Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision D-2003-68⁷, la
18 provision s'élève à 7,6 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres coûts et les frais
19 financiers.

20 La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes
21 imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux quantités,
22 au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché
23 (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au contexte
24 social, économique ou politique, ainsi qu'à tout autre élément défini dans l'étendue des
25 travaux du Projet.

26 Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de calcul
27 de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de détail du
28 contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du Projet ainsi que
29 sur le degré de risque que l'organisation est prête à accepter.

30 Le Transporteur précise que les provisions prévues sont déterminées en fonction des
31 risques propres à chaque projet et peuvent donc varier grandement d'un projet à un autre.
32 Ces provisions ne sont « facturées » à un projet que dans la mesure où des risques se sont

⁷ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 18.

matérialisés et ont engendré des coûts réels lors de la réalisation de ce projet. Ainsi, les sommes engagées (ou prévues au budget) pour le Projet et non utilisées ne seront pas imputées à ce dernier. Par conséquent, le coût final du Projet correspond au montant réellement engagé au cours de sa réalisation. De la même façon qu'aucune marge bénéficiaire n'est facturée par HQÉSP, aucune provision n'est calculée sur les autres coûts et les frais financiers. Finalement, le Transporteur souligne que HQÉSP déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

Coûts des catégories d'investissement

Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien des actifs » et « maintien et amélioration de la qualité du service ».

Outre la nécessité d'assurer la pérennité du poste de la Manicouagan, le Projet vise également à maintenir la continuité du service en remédiant aux contraintes associées à la capacité de transformation à ce poste, d'où le partage des coûts du Projet entre les catégories d'investissement précitées.

Les coûts liés à la catégorie d'investissement « maintien des actifs », de l'ordre de 92,9 M\$, soit 72,7 % du coût total du Projet de 127,8 M\$, représentent pour l'essentiel les coûts de remplacement des quatre transformateurs de 510 MVA, de seize disjoncteurs et des équipements associés aux services auxiliaires. Les coûts de la catégorie « maintien et amélioration de la qualité du service », de l'ordre de 34,9 M\$, soit 27,3 % du coût total du Projet, comprennent principalement les montants requis pour l'installation de la phase de réserve et de barres de relève, ainsi que pour la modification du jeu de barres.

6.3 Suivi des coûts du Projet

Le Transporteur soutient que les coûts détaillés plus avant sont nécessaires à la réalisation du Projet à l'étude et conséquemment, qu'ils sont raisonnables. Par ailleurs, dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets d'investissement, le Transporteur assurera un suivi étroit des coûts du Projet. Enfin, suivant la pratique établie depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce dernier fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, si celle-ci le requiert. Le Transporteur présentera le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et le même niveau de détails que ceux du tableau 4. Il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

7 Impact tarifaire

Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement « maintien des actifs » et « maintien et amélioration de la qualité du service ». Les mises en service sont prévues pour les mois d'octobre 2016, octobre 2017 et octobre 2018.

Les ajouts au réseau de transport provenant de la catégorie d'investissement « maintien des actifs » assurent la pérennité des installations du Transporteur, alors que ceux provenant de la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité du service » visent la qualité du service rendu par le Transporteur. Les ajouts au réseau provenant de ces deux catégories permettent de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué dans sa décision D-2002-95, page 297, qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau. Les coûts de la catégorie d'investissement « maintien des actifs » sont de l'ordre de 92,9 M\$ et ceux associés au « maintien et amélioration de la qualité du service » sont de l'ordre de 34,9 M\$.

L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les coûts du Projet, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et exploitation.

Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période de 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée d'utilité moyenne des immobilisations du Projet.

L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 9,4 M\$ sur une période de 20 ans et de 7,1 M\$ sur une période de 40 ans, ce qui représente un faible impact à la marge de 0,3 % et de 0,2 % sur les mêmes périodes par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2014.

Le Transporteur présente aussi l'impact du Projet sur le tarif de transport à titre indicatif, en mentionnant que la dépense d'amortissement des autres actifs permettant d'amoindrir l'impact sur les revenus requis n'est pas prise en compte par rapport à ce Projet.

L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité, cette dernière étant présentée sous l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et du coût du capital prospectif, sont présentés à l'annexe 5.

8 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité

- 1 Comme mentionné précédemment, l'objectif principal du Projet est d'assurer le maintien des
2 actifs et par le fait même d'assurer la fiabilité du réseau de transport et la continuité de
3 service aux clients.
- 4 Outre qu'il raccorde près de 3000 MW de production locale au réseau de transport, le
5 Transporteur souligne que le poste de la Manicouagan est une installation essentielle pour
6 la remise en charge du réseau de transport principal et qu'il doit être maintenu en bon état.
7 De plus, le Projet permet d'éliminer les contraintes de transformation qui restreignent la
8 production des centrales locales et par le fait même diminuent les ressources que le
9 Transporteur est tenu de livrer au Distributeur.

Tableau 7
Capacité de transformation actuelle et
à la suite du Projet au poste de la Manicouagan

	Capacité de transformation (MVA)	
	Été	Hiver
Transformation actuelle	1377	1760
Transformation à la suite du Projet	1650	2013

8.1 Impact sur les réseaux planifiés

- 10 La détermination des besoins futurs en équipements du réseau de transport doit tenir
11 compte de nombreux éléments, dont la consommation d'électricité, les aléas climatiques,
12 les pointes de charge et les possibles pointes exceptionnelles.
- 13 Le Transporteur précise que tous les équipements actuels sont présumés présents dans
14 ses analyses, dont les actifs visés par le présent Projet. Par conséquent, la détermination
15 des besoins futurs du réseau demeure tributaire de cette hypothèse.

8.2 Impact sur l'exploitation du réseau

- 16 Exploiter le réseau du Transporteur de façon sécuritaire et fiable exige entre autres le
17 respect des valeurs maximales de puissance qui peuvent être transitées, et ce dans toute la
18 gamme des configurations et niveaux de charge auxquels il est raisonnable de s'attendre. Il
19 s'agit de couvrir principalement des situations de réseau dégradé, c'est-à-dire un réseau
20 avec un ou plusieurs équipements indisponibles.
- 21 Le Transporteur souligne que la configuration et la capacité de transformation au poste de
22 la Manicouagan ont un impact direct sur la production des centrales locales et par le fait
23 même un impact sur la livraison des ressources du Distributeur.

- 1 Pour l'ensemble de ces motifs, le Transporteur est d'avis que le Projet aura un impact positif
2 sur la fiabilité et la qualité du service rendu.

9 Conclusion

- 3 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
4 Celui-ci englobe toutes les informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel qu'il
5 appert du tableau 1, la preuve du présent dossier traite spécifiquement de chacun des
6 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
7 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi* et du *Règlement*.
- 8 Le Transporteur soutient que la solution mise de l'avant est optimale et que les
9 investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable
10 du réseau de transport.