

**Demande relative au projet de renforcement du
réseau de transport à 120 kV des secteurs de
Palmarolle et de Rouyn**

Table des matières

1	Introduction	5
2	Objectifs visés	6
2.1	Objectifs visés par le Projet	6
3	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs visés	11
3.1	Description des travaux	11
3.1.1	Prolongement sur 18 km de la biterne à 120 kV en provenance du poste de Figury.....	11
3.1.2	Addition de deux nouveaux départs 120 kV au poste de Palmarolle.....	12
3.2	Justification du Projet en relation avec les objectifs	13
4	Solutions envisagées	14
5	Coûts associés au Projet	15
5.1	Sommaire des coûts	15
5.2	Principales composantes du coût des travaux	18
6	Impact tarifaire	22
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	23
8	Conclusion	24

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Prévisions de charge pour les secteurs de Palmarolle et de Rouyn	10
Tableau 3	Calendrier de réalisation	14
Tableau 4	Coûts des travaux avant-projet et projet par élément (en milliers de dollars de réalisation)	16
Tableau 5	Taux d'inflation spécifiques	17
Tableau 6	Coûts du « Client »	20
Tableau 7	Impact tarifaire	23

Liste des figures

Figure 1	Réseau de transport de l'Abitibi	7
Figure 2	Réseau à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn	8
Figure 3	Schéma simplifié du réseau à 120 kV entre les postes de Figury, de Palmarolle et de Rouyn.....	9
Figure 4	Schéma simplifié illustrant le renforcement à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn	12
Figure 5	Photo aérienne du poste de Palmarolle	13
Figure 6	Répartition des coûts internes et externes pour la phase projet	18
Figure 7	Répartition des coûts des activités.....	19

Liste des annexes

Annexe 1	Schémas unifilaires – Poste de Palmarolle, actuel et planifié (pièce déposée sous pli confidentiel)
Annexe 2	Liste des principales normes appliquées au Projet
Annexe 3	Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois
Annexe 4	Coûts annuels

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 construire les actifs requis pour le renforcement du réseau de transport à 120 kV des
4 secteurs de Palmarolle et de Rouyn (le « Projet »).

5 Le Projet, dont le coût total s'élève à 34,1 M\$, s'inscrit dans la catégorie d'investissement
6 « croissance des besoins de la clientèle ». Il vise à répondre à la croissance de la charge
7 locale prévue par Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « Distributeur ») pour
8 les secteurs de Palmarolle et de Rouyn.

9 Plus précisément, le Projet consiste à augmenter la capacité de transit des liens à 120 kV
10 entre les postes de Figury, de Palmarolle et de Rouyn, puisque le réseau à 120 kV de ces
11 secteurs a atteint sa capacité limite. Le Projet permettra de transiter davantage de
12 puissance vers les secteurs de Palmarolle et de Rouyn et de répondre ainsi à
13 l'accroissement de charge prévu par le Distributeur. La mise en service finale du Projet est
14 prévue pour le mois d'octobre 2014.

15 Le *Plan d'évolution portant sur le réseau de transport régional de l'Abitibi* (le « Plan »), qui
16 est le produit d'une planification intégrée du réseau de transport régional, signalait déjà en
17 2008 la faible marge de manœuvre disponible sur le réseau à 120 kV des secteurs de
18 Palmarolle et de Rouyn. Ce Plan annonçait ainsi que des travaux de renforcement
19 s'avèreraient requis advenant une croissance de la charge dans ces secteurs. Le
20 Transporteur a déjà déposé le Plan sous pli confidentiel à l'annexe 1 de la pièce HQT-1,
21 Document 1 du dossier R-3786-2012¹.

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

28 Le tableau 1 suivant indique la concordance entre les pièces de la demande du
29 Transporteur et les renseignements requis par le *Règlement sur les conditions et les cas*
30 *requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « Règlement »).

¹ Demande R-3786-2012, *Demande relative au projet d'installation de trois compensateurs synchrones au poste Cadillac*, 1^{er} mars 2012.

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
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	2
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	3
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1	5 Annexe 4
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 6
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 3
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	6
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	7
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	4
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 Objectifs visés

2.1 Objectifs visés par le Projet

1 Le Projet vise à augmenter la capacité du réseau de transport à 120 kV des secteurs de
2 Palmarolle et de Rouyn en Abitibi. Il permettra ainsi de transiter davantage de puissance
3 entre les postes de Figuery, de Palmarolle et de Rouyn. Ces travaux de renforcement
4 s'avèrent essentiels pour répondre à la croissance de la charge de ces secteurs et afin de
5 respecter les exigences et les critères de conception préconisés par le Transporteur.

6 *Le réseau de transport à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn*

7 La figure 1 suivante expose le réseau de transport global de la région de l'Abitibi, alors que
8 la figure 2 présente plus précisément le réseau à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de
9 Rouyn.

Figure 1
Réseau de transport de l'Abitibi

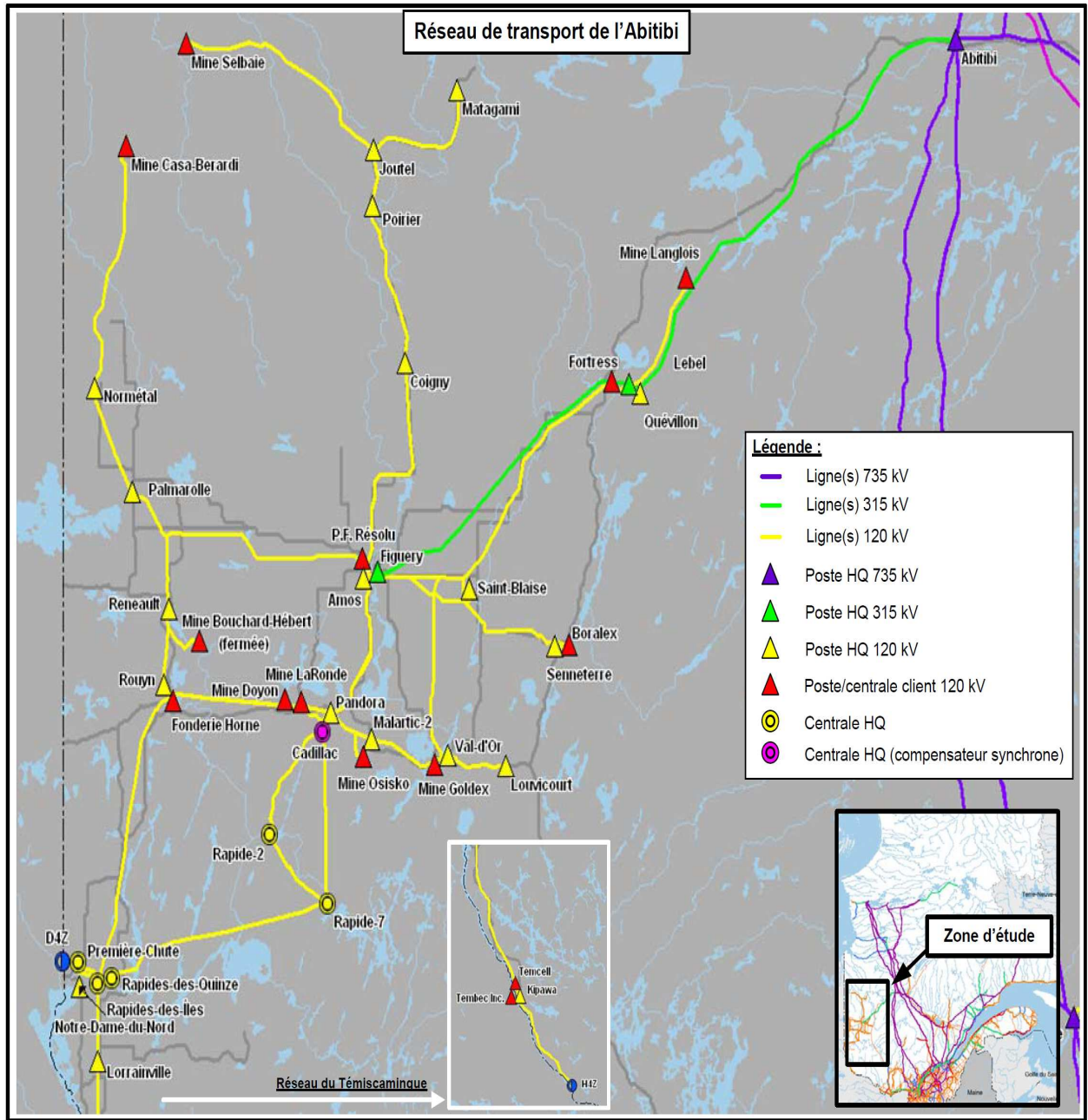
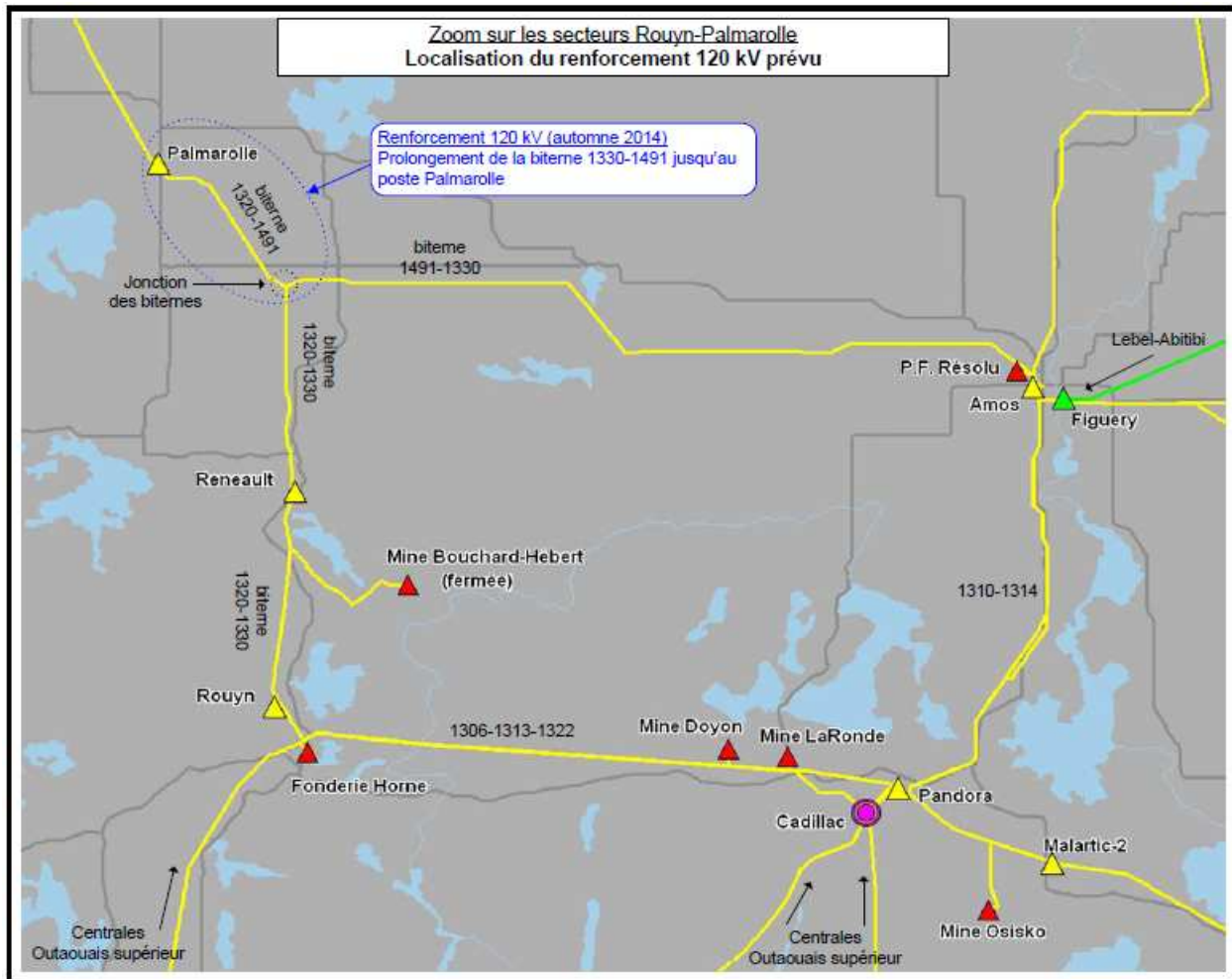
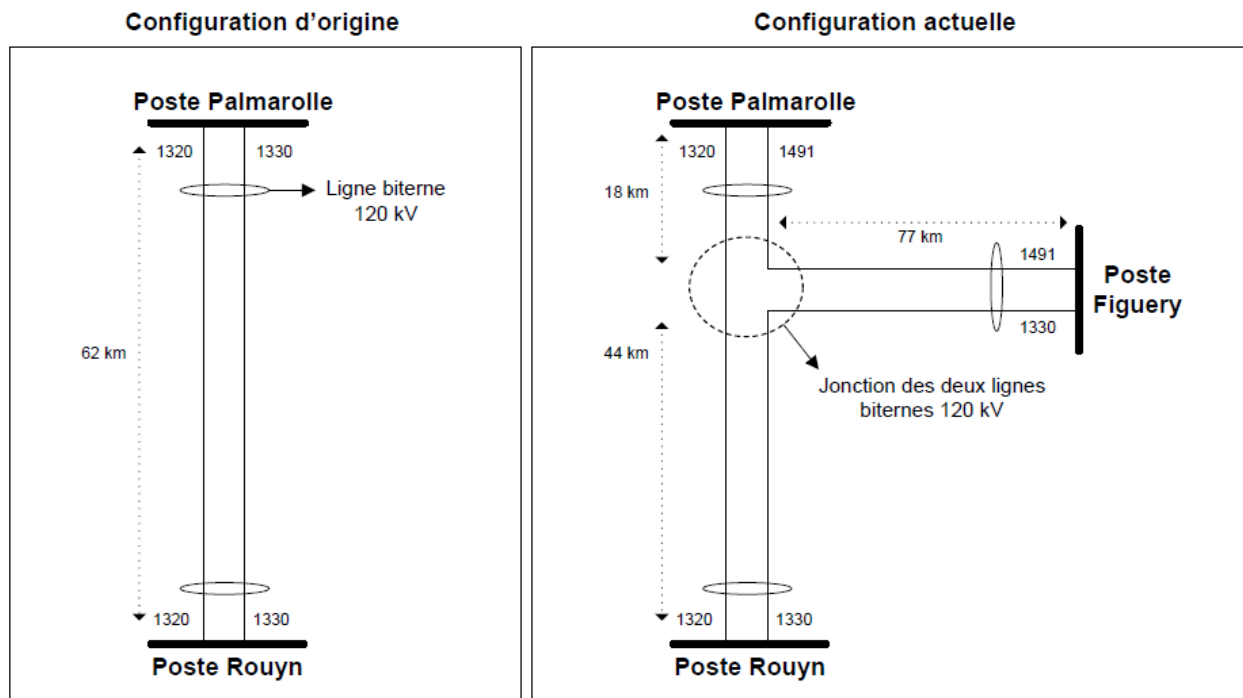


Figure 2
Réseau à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn



- 1 Pour mieux comprendre le réseau à 120 kV qui relie les postes de Figury, de Palmarolle et
- 2 de Rouyn, il convient de visualiser le tout via le schéma simplifié présenté à la figure 3.
- 3 À l'origine, le poste de Palmarolle était raccordé au réseau à 120 kV du poste de Rouyn via
- 4 une ligne biterne composée des circuits 1320 et 1330. Au milieu des années 1990, afin
- 5 d'accroître le transit de puissance vers les secteurs de Rouyn et de Palmarolle, une ligne
- 6 biterne à 120 kV a été construite en provenance du poste de Figury. L'idée initiale était de
- 7 diriger directement cette nouvelle ligne biterne à 120 kV jusqu'au poste de Palmarolle.
- 8 Toutefois, en raison des besoins en puissance de l'époque et des coûts du projet, il fut
- 9 finalement décidé dans une première étape de conduire et de joindre cette nouvelle ligne
- 10 biterne à 120 kV à la ligne biterne qui reliait déjà les postes de Palmarolle et de Rouyn.
- 11 Le résultat est le suivant : il y a un circuit à 120 kV (1320) qui relie le poste de Rouyn au
- 12 poste de Palmarolle, un circuit à 120 kV (1330) qui relie le poste de Rouyn au poste de
- 13 Figury et un circuit à 120 kV (1491) qui relie le poste de Figury au poste de Palmarolle.

Figure 3
Schéma simplifié du réseau à 120 kV entre les postes de Figuery, de Palmarolle et de Rouyn



1 **La capacité limite du réseau de transport à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de**
2 **Rouyn**

3 La région de l'Abitibi connaît actuellement une période de croissance alimentée par un
4 boom minier sans précédent. Or, le Plan, émis en 2008 et élaboré à partir des prévisions de
5 charge de 2007, signalait dès lors la faible marge de manœuvre disponible sur le réseau de
6 transport à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn.

7 Les prévisions de charge émises par le Distributeur en juin 2012, autant pour les postes
8 satellites de distribution que pour les clients industriels raccordés en haute tension, révèlent
9 désormais que le réseau à 120 kV de ces secteurs a dépassé sa capacité limite et que ce
10 dépassement se poursuivra et s'accroîtra sur la période d'étude.

11 Le tableau 2 suivant expose les prévisions de charge 2007 et 2012 ainsi que la capacité
12 limite (355 MW) du réseau à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn. Ces données
13 permettent de constater l'écart entre les prévisions de charge de 2007 et 2012 et de
14 remarquer que la capacité limite de ce réseau a bel et bien été atteinte et dépassée.

15 Il importe toutefois de signaler le caractère variable de la capacité limite des secteurs de
16 Palmarolle et de Rouyn, puisque cette dernière dépend notamment de l'endroit où
17 l'accroissement de charge se produit. Ainsi, l'impact d'une augmentation de charge de
18 5 MW dans le secteur de Palmarolle, plus éloigné des sources d'alimentation, n'est pas le

- 1 même pour le réseau à 120 kV de ces secteurs que pour une hausse équivalente dans le
- 2 secteur de Rouyn. Selon les différents scénarios de charge potentiels, le seuil établi peut
- 3 ainsi varier de quelques MW. Il faut donc voir la capacité limite identifiée dans le tableau 2
- 4 comme un ordre de grandeur, et l'interpréter en ce sens.

Tableau 2
Prévisions de charge pour les secteurs de Palmarolle et de Rouyn

Prévision de charge 2007 (MW)												
Charge	11-12*	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	26-27
Postes satellites	201	202	202	202	202	202	203	203	203	203	203	-
Clients industriels	132	132	132	132	148	148	148	148	148	148	148	-
Total	333	334	334	334	350	350	351	351	351	351	351	-
Prévision de charge 2012 (MW)												
Charge	11-12*	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	26-27
Postes satellites	220	222	227	228	228	229	230	231	231	232	232	235
Clients industriels	158	163	167	198	200	200	200	205	205	205	205	205
Total	378	385	394	426	428	429	430	436	436	437	437	440
Capacité limite actuelle du réseau (MW)												
Secteurs	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	26-27
Palmarolle-Rouyn	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355	355

* Les données historiques 2011-2012 sont basées sur la pointe hivernale lue et normalisée des postes satellites et sur la prévision de charge 2011 des clients industriels.

- 5 Le réseau actuel des secteurs de Palmarolle et de Rouyn est limité par l'impédance réactive
- 6 (inductive) de ses lignes à 120 kV qui sont très longues (60 à 100 km) et qui engendrent
- 7 beaucoup de pertes réactives (Mvar) lors des périodes de fort transit. Ces pertes réactives
- 8 occasionnent alors des chutes de tension considérables sur ce réseau. Ainsi, selon les
- 9 prévisions de charges actuelles, un effondrement de la tension surviendrait sur le réseau
- 10 des secteurs de Palmarolle et de Rouyn advenant la perte du circuit 1491 en période
- 11 hivernale.
- 12 Une telle situation ne répond pas aux exigences et critères de conception préconisés par le
- 13 Transporteur et doit être redressée. Pour cette raison, il est requis de procéder au
- 14 renforcement de ce réseau à 120 kV pour répondre à la croissance de charge de ces
- 15 secteurs.
- 16 D'ici la mise en service finale du Projet, le Transporteur a convenu avec le Distributeur que
- 17 ce dernier devra rendre disponible des importations via le lien d'interconnexion ontarien H4Z
- 18 et ce, entre autres, afin de respecter les limites de ce réseau à 120 kV. En effet, ces
- 19 importations permettent de respecter la limite de transit de ce réseau puisqu'elles assurent
- 20 un plus grand apport en puissance des centrales de l'Outaouais supérieur vers les secteurs
- 21 de Rouyn et de Palmarolle. À titre informatif, cette solution temporaire est commune au

1 projet de renforcement du réseau de transport à 315 kV de l'Abitibi (R-3797-2012), autorisé
2 par la Régie au printemps 2012 (décision D-2012-061).

3 Dans ce contexte, le Transporteur a maximisé l'utilisation des équipements qui sont déjà en
4 service et repoussé au plus tard possible les investissements découlant de la présente
5 demande, conformément à sa pratique habituelle et tel que souhaité par la Régie dans sa
6 décision D-2010-161².

3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs visés

3.1 Description des travaux

7 Les caractéristiques de la solution retenue par le Transporteur sont précisées au moment
8 de la préparation du cahier des charges. L'avant-projet vient confirmer la faisabilité de cette
9 solution et circonscrire les contraintes techniques et économiques liées au Projet. La
10 description des travaux tient compte des précisions qui découlent de l'avant-projet.

3.1.1 Prolongement sur 18 km de la biterne à 120 kV en provenance du poste de Figury

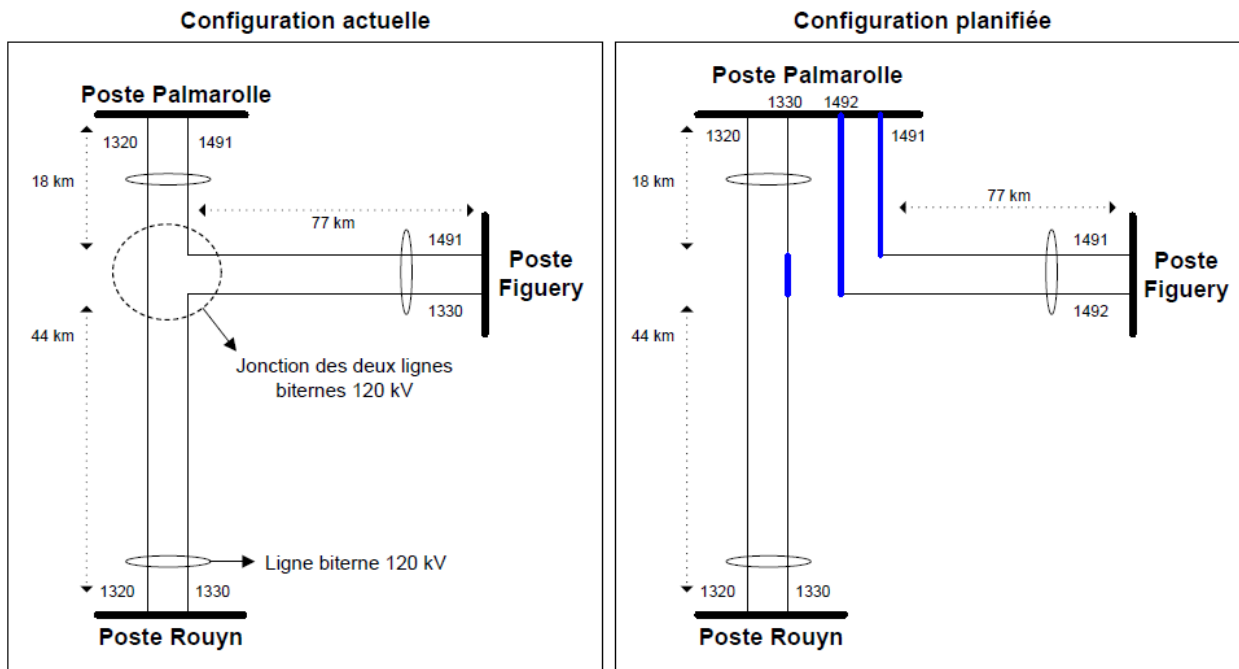
11 Le renforcement du réseau de transport à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn
12 consiste à modifier le tracé des circuits 1330 et 1491 qui relient les postes de Figury, de
13 Palmarolle et de Rouyn. Le schéma simplifié de la figure 4 illustre les modifications qui
14 seront apportées.

15 Les travaux de renforcement consistent à prolonger sur 18 km la ligne biterne à 120 kV en
16 provenance du poste de Figury jusqu'au poste de Palmarolle. Le nouveau tronçon sera
17 construit sur pylône d'acier, avec un conducteur de calibre 1033 MCM et il longera
18 principalement le tracé actuel de la portion de la ligne biterne (1320/1491) qui se dirige vers
19 Palmarolle. La jonction actuelle des deux lignes biterne à 120 kV, entre les circuits 1320,
20 1330 et 1491, sera démantelée afin de redonner au circuit 1330 sa configuration d'origine.
21 Au final, une ligne biterne à 120 kV composée des circuits 1491 et 1492 reliera le poste de
22 Figury au poste de Palmarolle, et une ligne biterne à 120 kV composée des circuits 1320
23 et 1330 reliera le poste de Rouyn au poste de Palmarolle. Un lien à 120 kV aura ainsi été
24 ajouté entre ces postes.

25 Par ailleurs, ces modifications nécessiteront des ajustements de réglages au niveau des
26 systèmes de protection dans les postes auxquels sont raccordés les circuits affectés
27 (1330/1491) par ces travaux.

² Régie de l'énergie, D-2010-161 (R-3744-2010), Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste de Saint-Bruno-de-Montarville, 22 décembre 2010, page 15, par. 56.

Figure 4
Schéma simplifié illustrant le renforcement à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn



3.1.2 Addition de deux nouveaux départs 120 kV au poste de Palmarolle

- 1 Deux nouveaux départs à 120 kV devront être ajoutés au poste de Palmarolle afin
- 2 d'accueillir les deux nouvelles lignes qui parviendront maintenant à ce poste. Tel que
- 3 présenté à la figure 5, le poste de Palmarolle dispose de l'espace nécessaire pour ajouter
- 4 les équipements requis (jeu de barres en aluminium, disjoncteurs, sectionneurs,
- 5 transformateurs de tension et courant, etc.).
- 6 Ces deux nouveaux départs de ligne à 120 kV requerront également des systèmes de
- 7 protection qui seront installés à même le bâtiment de commande du poste de Palmarolle. Le
- 8 système de commande ALCID sera d'ailleurs implanté afin de libérer l'espace requis dans le
- 9 bâtiment de commande et éviter l'agrandissement de celui-ci.
- 10 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, comme annexe 1 de la
- 11 présente pièce, les schémas unifilaires actuel et planifié du poste de Palmarolle.

Figure 5
Photo aérienne du poste de Palmarolle



3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

- 1 La solution recommandée par le Transporteur permet d'augmenter la capacité du réseau à
- 2 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn et ainsi satisfaire la croissance des besoins
- 3 de charge des clients du Distributeur. De cette manière, les exigences et les critères de
- 4 conception préconisés par le Transporteur seront respectés.

- 5 Le Transporteur rappelle que sa mission de base est notamment de maintenir un service de
- 6 transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la
- 7 qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de
- 8 transport. À son avis, le Projet est conforme à cette mission.

- 9 Le calendrier de réalisation des travaux liés au Projet est présenté au tableau 3 suivant.

Tableau 3
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Avril 2011	Avril 2012
Autorisation de la Régie de l'énergie	Juillet 2012	Octobre 2012
Projet	Juin 2012	Octobre 2014
Mise en service <ul style="list-style-type: none">• Ajout 2 départs 120 kV Palmarolle• Prolongement de la biterne 120 kV	Novembre 2013* -	Octobre 2014 Octobre 2014

* Certains équipements (ex : système de commande ALCID, remplacement batterie 125 VCC) seront mis en service dès 2013 au poste de Palmarolle pour faciliter la logistique des travaux à réaliser dans ce poste.

1 Par ailleurs, le Transporteur fournit, à l'annexe 2 de la présente pièce, la liste des
2 principales normes techniques appliquées au Projet. De plus, il fournit à l'annexe 3 la liste
3 des autorisations exigées en vertu d'autres lois et qui s'appliquent au Projet.

4 Solutions envisagées

4 Dans le cadre de son processus de planification du réseau de transport, le Transporteur a
5 identifié la solution optimale, des points de vue technique, économique et environnemental,
6 afin d'atteindre les objectifs visés par le Projet. Le processus d'analyse usuel n'a pas permis
7 de dégager des scénarios de comparaison équivalents. En effet, lorsque considérée à la
8 fois sur les plans technique et économique, aucune autre solution ne permet de répondre
9 adéquatement aux besoins visés pour le réseau de ces secteurs.

10 Tel que spécifié à la section 2, le réseau à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn
11 est limité par l'impédance réactive (inductive) de ses lignes qui génèrent plus de pertes en
12 Mvar lors des périodes de fort transit. Ces pertes se traduisent par des chutes de tension
13 considérables sur ce réseau. Ainsi, pour pallier à ces pertes en Mvar et maintenir le niveau
14 de tension, il faut soit réduire l'impédance réactive globale de ce réseau, soit ajouter une
15 source de Mvar supplémentaire (ex : compensation réactive shunt ou dynamique).

16 La compensation réactive shunt n'est pas recommandée dans ce cas-ci, car l'ajout de
17 condensateurs pourrait mener ce réseau en surtension sous d'autres conditions réseau (ex :
18 en situation de contingence et sous faible charge), ce qui irait à l'encontre des exigences et
19 des critères de conception du Transporteur. En effet, la configuration actuelle de ce réseau
20 a atteint le maximum de compensation réactive shunt que l'on peut y intégrer. À titre
21 indicatif, un projet a dû être réalisé à la fin des années 2000 afin d'ajuster correctement tous
22 les bancs de condensateurs de ce réseau suite à diverses problématiques rencontrées (ex :
23 phénomène de résonance).

1 Pour sa part, la compensation réactive dynamique (ex : compensateurs synchrones) ne
2 dégagerait que la moitié de la marge de manœuvre libérée par le présent Projet pour le
3 réseau à 120 kV des secteurs de Palmarolle et de Rouyn. Ainsi, une telle solution induirait
4 plus rapidement des réinvestissements sur le réseau, en plus de générer plus de pertes
5 électriques. De plus, le poste de Palmarolle ne dispose pas de l'espace nécessaire pour
6 accueillir tous les équipements (compensateurs synchrones, bâtiment, transformateurs de
7 puissance, disjoncteurs, sectionneurs, etc.) qui seraient alors requis dans un tel projet, ce
8 qui requerrait son agrandissement ou l'ajout d'une nouvelle installation reliée à ce poste. Au
9 final, il s'agit d'une option techniquement moins efficace, plus complexe au niveau de
10 l'exploitation et de la maintenance du réseau, et surtout, beaucoup plus onéreuse
11 (estimation paramétrique > 55 M\$).

12 La solution optimale revient donc à réduire l'impédance réactive globale de ce réseau à
13 120 kV. Pour y parvenir, il faut inévitablement ajouter un lien à 120 kV entre les postes de
14 ce réseau, puisqu'accroître le calibre des conducteurs actuellement en place ne réduirait
15 principalement que l'impédance résistive de ces lignes, et non l'impédance réactive. Ainsi,
16 outre le présent Projet qui permet d'ajouter un lien à 120 kV entre ces postes, il reste donc
17 une option viable en fonction des objectifs, soit d'ajouter une nouvelle ligne à 120 kV
18 d'environ 100 km entre les postes de Palmarolle et de Figury. Compte tenu des coûts
19 potentiels d'un tel projet, cette alternative n'est pas acceptable (estimation
20 paramétrique > 175 M\$).

21 Ainsi, lorsque l'on considère à la fois les plans technique et économique, aucune autre
22 solution que celle proposée ne permet de répondre adéquatement aux besoins visés pour le
23 réseau de ces secteurs.

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts

24 Comme indiqué précédemment, le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à
25 34,1 M\$.

26 Le tableau 4 suivant présente une ventilation des coûts pour les phases avant-projet et
27 projet. Les tableaux détaillés des coûts annuels sont présentés à l'annexe 4 de la
28 présente pièce.

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

	Lignes	Postes	Total Transport
Coûts de l'avant-projet			
Études d'avant-projet	470,3	208,9	679,2
Autres coûts	6,1	0,7	6,8
Frais financiers	12,3	16,7	29,0
Sous-total	488,7	226,3	715,0
Coûts du projet			
Ingénierie interne	815,2	385,9	1 201,1
Ingénierie externe	353,1	407,0	760,1
Client	1 390,9	879,9	2 270,8
Approvisionnement	4 554,0	1 767,8	6 321,8
Construction	12 923,8	1 310,9	14 234,7
Gérance interne	1 333,1	1 312,6	2 645,7
Gérance externe	531,7		531,7
Provision	2 657,4	664,6	3 322,0
Autres coûts	443,4	121,3	564,7
Frais financiers	937,7	562,7	1 500,4
Sous-total	25 940,3	7 412,7	33 353,0
TOTAL	26 429,0	7 639,0	34 068,0

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

Tableau 5
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2013	2014	2015
Lignes	2,4 %	2,6 %	2,5 %
Postes	2,7 %	3,1 %	3,4 %

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 Afin d'établir les indices d'inflation, chaque produit a été découpé selon ses principales
7 composantes types, soit :

- 8 • main-d'œuvre ;
- 9 • machinerie lourde nécessaire aux travaux ;
- 10 • matériel stratégique permanent ;
- 11 • matériaux fournis par les entrepreneurs (ex : béton, bâtiments).

12 Les indices d'inflation utilisés afin de prévoir les coûts en dollars courants résultent
13 essentiellement de l'application du pourcentage des principales composantes types de
14 chacun des produits à leurs indices propres.

15 Pour les motifs qu'il a maintes fois fournis lors de ses demandes d'autorisation de projets
16 d'investissement, le Transporteur souligne que c'est à la division HQÉSP que revient la
17 responsabilité de mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de
18 lignes et de postes et de renforcement du réseau de transport. Le Transporteur a également
19 amélioré et sécurisé son processus d'approvisionnement d'équipements stratégiques.

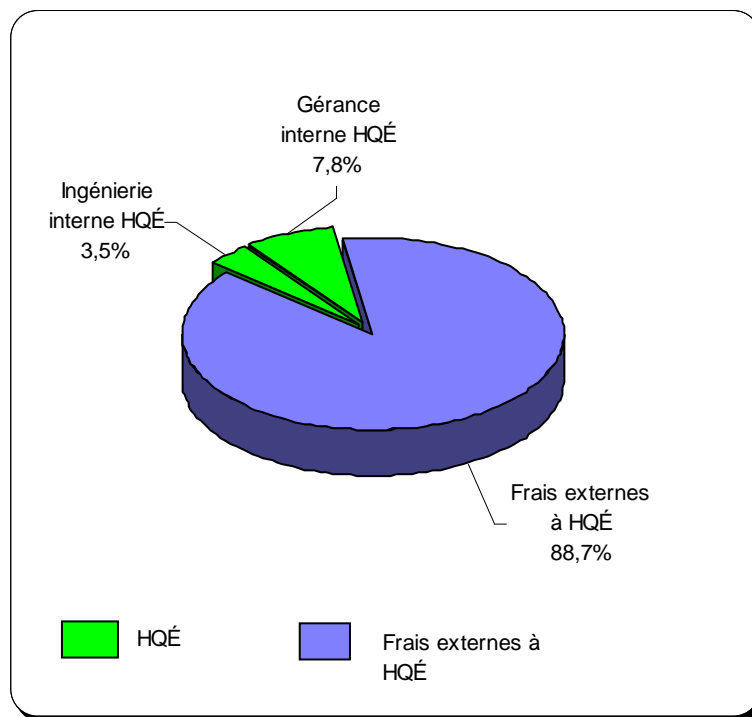
20 Ces mesures ont notamment pour objectifs de réduire la croissance des coûts des projets
21 du Transporteur et d'optimiser les pratiques d'affaires.

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

5.2 Principales composantes du coût des travaux

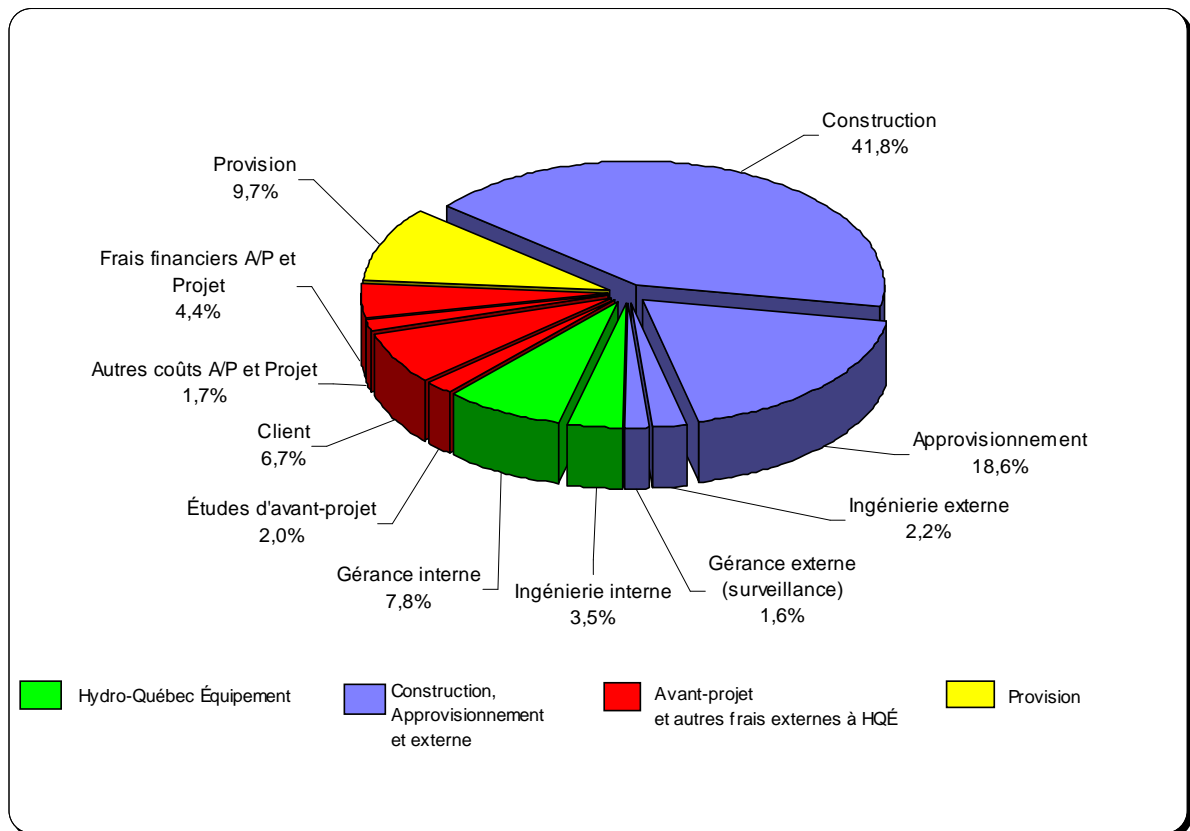
- 1 Comme présentés à la figure 6 suivante, les coûts externes à HQÉSP pour la phase projet
- 2 sont de 30,2 M\$, soit 88,7 % du coût total du Projet de 34,1 M\$.
- 3 À cet effet, HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la production des
- 4 plans et devis. L'approvisionnement est réalisé par le biais d'appels d'offres et de
- 5 soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont généralement réalisés sous la
- 6 responsabilité de HQÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément aux
- 7 directives corporatives d'acquisition de biens meubles et de services.

Figure 6
Répartition des coûts internes et externes pour la phase projet



- 8 La figure 7 suivante présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises
- 9 pour la réalisation du Projet.

Figure 7
Répartition des coûts des activités



1 **Approvisionnement et construction**

2 Le coût des activités liées à l'approvisionnement et à la construction du présent Projet
3 s'élève à 20,6 M\$, soit 60,4 % du coût total du Projet de 34,1 M\$.

4 La réalisation des travaux sera adjudgée par appels d'offres. Le respect des directives en
5 place en cette matière garantit à HQÉSP une gestion efficace, équitable et transparente de
6 ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients du Transporteur.

7 **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 5,9 M\$, soit 17,1 % du coût total du Projet de 34,1 M\$.

10 Les coûts des travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 2,2 % 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 3,2 M\$ pour la gérance de projet, soit 9,4 % du coût total du Projet de 34,1 M\$, ils
14 représentent tous les frais relatifs à la gestion de projet et à la gérance de chantier. Ces
15 coûts incluent les activités de surveillance de chantier dont une partie, pour un montant

1 d'environ 0,5 M\$, sera confiée à une firme externe. Les frais de gérance sont mesurés en
 2 pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance
 3 interne propres à HQÉSP s'élève à 7,8 % du coût total du Projet de 34,1 M\$.

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

6 **Coûts du client**

7 Le Transporteur présente au tableau 6 une ventilation et une brève description de la nature
 8 des coûts de la rubrique « Client » du tableau 4 précédent. Ces coûts s'élèvent à 2,3 M\$,
 9 soit 6,7 % du coût total du Projet.

**Tableau 6
 Coûts du « Client »**

Sommaire (ligne et poste)	en milliers de dollars			
Description	Total	2012	2013	2014
Expertise technique	116,5	13,8	56,3	46,4
Inspection finale et mise en route	841,2		221,3	619,9
Communications et relations publiques	10,2	1,7	5,3	3,2
Mise en valeur	287,5			287,5
Expertise immobilière	1015,4	126,2	791,1	98,1
Total	2270,8	141,7	1074,0	1055,1

- 10 • Expertise technique : activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
- 11 • Inspection finale et mise en route : activités réalisées par le Transporteur associées
 12 aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des
 13 équipements installés avant la mise en service commerciale ;
- 14 • Communications et relations publiques : activités réalisées par l'unité régionale qui
 15 assure les communications avec le public, les municipalités et les différents
 16 organismes régionaux ;
- 17 • Expertise immobilière : activités réalisées par l'unité Immobilier de la direction
 18 principale Centre de Services partagés pour, entre autres, l'obtention des droits de
 19 servitude, l'acquisition de terrains, l'évaluation des indemnités immobilières.

1 **Frais financiers**

2 Les frais financiers totaux s'élèvent à 1,5 M\$, soit 4,5 % du coût total du Projet.
3 Conformément à la décision D-2002-95³ de la Régie, la capitalisation des frais financiers
4 aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de l'année témoin
5 projetée 2012, soit 6,838 %⁴.

6 De plus, conformément aux décisions D-2003-68⁵ et D-2005-63⁶, le Transporteur précise
7 que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 5,698 %⁷
8 procure une réduction de 0,2 M\$ pour un investissement total de 33,9 M\$.

9 **Autres coûts**

10 Les autres coûts regroupent notamment les éléments suivants :

- 11 • gestion des matières dangereuses ;
- 12 • fourniture de matériel ;
- 13 • matériel à projets et guichet unique ;
- 14 • revalorisation des biens meubles excédentaires ;
- 15 • frais d'acquisition des biens et services ;
- 16 • gestion des données et des documents (originaux et géomatique).

17 Ces frais s'élèvent à 0,6 M\$ et représentent 1,7 % du coût total du Projet de 34,1 M\$.

18 Ces autres coûts sont estimés en fonction des besoins réels du Projet et correspondent à
19 des activités nécessaires au bon déroulement du Projet. Ces coûts seront facturés par la
20 suite au Projet en fonction des coûts réels.

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

23 **Provision**

24 La valeur de la provision s'élève à 3,3 M\$, soit 9,7 % des coûts du Projet de 34,1 M\$.
25 Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision D-2003-68⁸, la
26 provision s'élève à 10,4 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres coûts et les
27 frais financiers.

³ Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.

⁴ Décision D-2012-059, 24 mai 2012, page 83.

⁵ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 26.

⁶ Décision D-2005-63, 15 avril 2005, page 4, faisant suite à la décision D-2005-50.

⁷ Décision D-2012-059, 24 mai 2012, page 83.

⁸ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 18

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

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

11 Le Transporteur précise que les provisions prévues sont déterminées en fonction des
12 risques propres à chaque projet et peuvent donc varier grandement d'un projet à un autre.
13 Le Transporteur souligne également que ces provisions ne sont « facturées » à un projet
14 que dans la mesure où des risques se sont matérialisés et ont engendré des coûts réels lors
15 de la réalisation de ce projet. Ainsi, les sommes engagées (ou prévues au budget) pour le
16 Projet et non utilisées ne seront pas imputées à ce dernier. Par conséquent, le coût final du
17 Projet correspond au montant réellement encouru au cours du Projet. De la même façon
18 qu'aucune marge bénéficiaire n'est facturée par HQÉSP, le Transporteur rappelle
19 qu'aucune provision n'est calculée sur les autres coûts et les frais financiers.

20 Finalement, le Transporteur souligne que HQÉSP déploie tous les efforts requis et agit avec
21 la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

Suivi des coûts du Projet

23 Le Transporteur soutient en premier lieu que les coûts détaillés plus avant sont nécessaires
24 à la réalisation du Projet à l'étude et conséquemment, qu'ils sont raisonnables. Dans un
25 souci constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets d'investissements, le
26 Transporteur assurera par surcroît un suivi étroit des coûts du Projet. Enfin, suivant la
27 pratique établie depuis la réglementation des activités du Transporteur, ce dernier fera état
28 de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel du Transporteur à la Régie, si celle-ci
29 le requiert.

6 Impact tarifaire

30 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans la catégorie d'investissements
31 « croissance des besoins de la clientèle ». La mise en service est prévue en octobre 2014.

32 Les coûts de la catégorie d'investissements « croissance des besoins de la clientèle » sont
33 de l'ordre de 34,1 M\$, donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur pour
34 l'ensemble de ces coûts. En effet, le Transporteur ne considère pas de besoins de transport
35 pour ce Projet étant donné la nature des travaux qui visent à renforcer le réseau à 120 kV

1 en amont des postes satellites. Cependant, le montant final de la contribution sera
2 déterminé après la mise en service du Projet, conformément aux modalités des *Tarifs et*
3 *conditions des tarifs de transport d'Hydro-Québec*, appendice J, section C, quant aux ajouts
4 pour répondre aux besoins de croissance de la charge locale.

5 L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les
6 coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au
7 financement et à la taxe sur les services publics. Compte tenu de ce qui précède, les coûts
8 du Projet nets de la contribution sont nuls. Par conséquent, ce Projet ne cause aucun
9 impact sur les revenus requis du Transporteur tel que démontré dans le tableau 7 suivant.

Tableau 7
Impact tarifaire

Impact tarifaire du Projet	Projet	Sensibilité 15 %
Coût du projet (M\$)	34,068	39,178
Contribution estimée du Distributeur (M\$)	<u>34,068</u>	<u>39,178</u>
Mise en service nette (M\$)	0,000	0,000
Impact sur le tarif de transport (\$/kW)	0,00	0,00

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

10 Le Projet vise à augmenter la puissance pouvant être transitée par les lignes à 120 kV entre
11 les postes de Figury, de Palmarolle et de Rouyn. De cette manière, le Transporteur pourra
12 répondre à l'accroissement de la charge de ces secteurs dans le respect de ses exigences
13 et critères de conception.

14 En ajoutant un circuit à 120 kV entre ces postes, le Projet améliorera également le maintien
15 de la tension, la robustesse et l'exploitation de ce réseau. En effet, la nouvelle configuration
16 réduira les pertes réactives et les chutes de tension, en plus d'accroître de manière notable
17 la puissance de court-circuit de ce réseau à 120 kV. Par conséquent, le réseau de ces
18 secteurs sera moins sensible aux variations brusques de charge et aux événements réseau
19 (défauts électriques), ce qui facilitera le maintien de la tension. En considérant ces
20 éléments, et le fait d'avoir un lien à 120 kV supplémentaire, ce qui accroîtra la flexibilité (ex :
21 maintenance) et la fiabilité de ce réseau, l'exploitation de ce réseau s'en trouvera
22 grandement améliorée.

23 Comme déjà décrit, le Transporteur vise par sa mission à maintenir un service de transport
24 permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la qualité de ce
25 service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport.

1 Ainsi, le Transporteur est d'avis que le Projet est conforme à sa mission et qu'il aura un
2 impact positif sur la fiabilité et la capacité du réseau de transport de ces secteurs.

8 Conclusion

3 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
4 Dans le cadre de ce dossier, le Transporteur est d'avis que la Régie dispose de toutes les
5 informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel qu'il appert du tableau 1, la
6 preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des
7 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
8 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et du
9 *Règlement*.

10 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est conçu et que les installations seront
11 construites selon les pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec. Cet investissement
12 est rendu nécessaire afin de répondre à la croissance de la charge locale dans les secteurs
13 visés par le Projet et de respecter les exigences et les critères de conception préconisés par
14 le Transporteur.

15 Le Transporteur soutient que la solution mise de l'avant est optimale et conforme aux
16 critères de conception qu'il applique. Aussi, les investissements découlant de ce Projet
17 seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.