Demande relative au projet d'addition d'un transformateur à 315-34 kV au poste Normand

Table des matières

1 Introduction 5

2 Objectifs visés 7

2.1 Objectifs visés par le Projet 7

2.1.1 Le réseau de transport à 315 kV et le poste Normand à 315-34-161 kV 7

2.1.2 Évolution récente 8

2.1.3 Croissance de la charge 9

2.1.4 Soutien de tension sur le réseau à 315 kV 10

3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs visés 11

3.1 Description des travaux 11

3.1.1 Addition d'un troisième transformateur de puissance et nouvelle section à 34 kV 11

3.1.2 Addition de deux batteries de condensateurs à 34 kV 11

3.1.3 Nouveaux bâtiments et systèmes de commande et de protection 12

3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs 13

4 Solutions envisagées 15

4.1 Présentation des solutions envisagées 15

4.2 Estimation des coûts des solutions envisagées 16

5 Coûts associés au Projet 17

5.1 Sommaire des coûts 17

5.2 Principales composantes du coût des travaux 19

6 Impact tarifaire 26

7 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité 27

8 Conclusion 27

Liste des tableaux

Tableau 1 Concordance entre les sections de la demande et le *Règlement* 6

Tableau 2 Prévisions de charge du Distributeur à 34 kV raccordée au poste Normand à 34 kV 9

Tableau 3 Calendrier de réalisation 14

Tableau 4 Comparaison économique des solutions (M$ actualisés 2013) 16

Tableau 5 Coûts des travaux avant-projet et projet par élément (en milliers de dollars de réalisation) 17

Tableau 6 Taux d'inflation spécifiques 18

Tableau 7 Coûts du « Client » 21

Tableau 8 Coûts du projet du poste Normand (en milliers de dollars) 24

Liste des figures

Figure 1 Carte géographique de l'emplacement du poste Normand 7

Figure 2 Photo aérienne du poste Normand 13

Figure 3 Répartition des coûts internes et externes pour la phase projet 20

Figure 4 Répartition des coûts des activités 20

Liste des annexes

Annexe 1 Schémas unifilaires – Poste Normand (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 Analyse économique du Projet
Annexe 5 Coûts annuels
Annexe 6 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 construire les actifs requis pour l'addition d'un troisième transformateur à 315-34 kV d'une puissance de 125 MVA au poste Normand (le « Projet »).

Le Projet, dont le coût total s'élève à 33,8 M$, s'inscrit dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle ». Il vise à répondre à la croissance de la charge prévue par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») pour le secteur de Fermont.

Plus précisément, le Projet consiste à ajouter un troisième transformateur à 315-34 kV d'une puissance de 125 MVA au poste Normand, à ajouter deux batteries de condensateurs à 34 kV d'une puissance de 20 Mvar chacune ainsi qu'à construire un nouveau bâtiment pour contenir les systèmes de commande et de protection. La capacité limite de transformation (« CLT ») du poste Normand augmentera ainsi de 114 à 228 MVA.

Le poste Normand actuel ne dispose pas d'une capacité de transformation à 315-34 kV suffisante pour alimenter la croissance de la charge. Afin de répondre aux besoins du Distributeur, le Transporteur doit réaliser un projet majeur au poste Normand afin d'accroître sa capacité de transformation. La mise en service du transformateur est prévue pour le mois d'octobre 2015 et celle de l'ensemble du Projet en octobre 2016.

À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de respecter l'échéancier des travaux, l'entreprise doit débuter dès à présent certaines activités d'ingénierie indispensables, notamment à la préparation 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 suivant indique la concordance entre la pièce HQT-1, Document 1 de la présente demande du Transporteur 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*

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

2 Objectifs visés

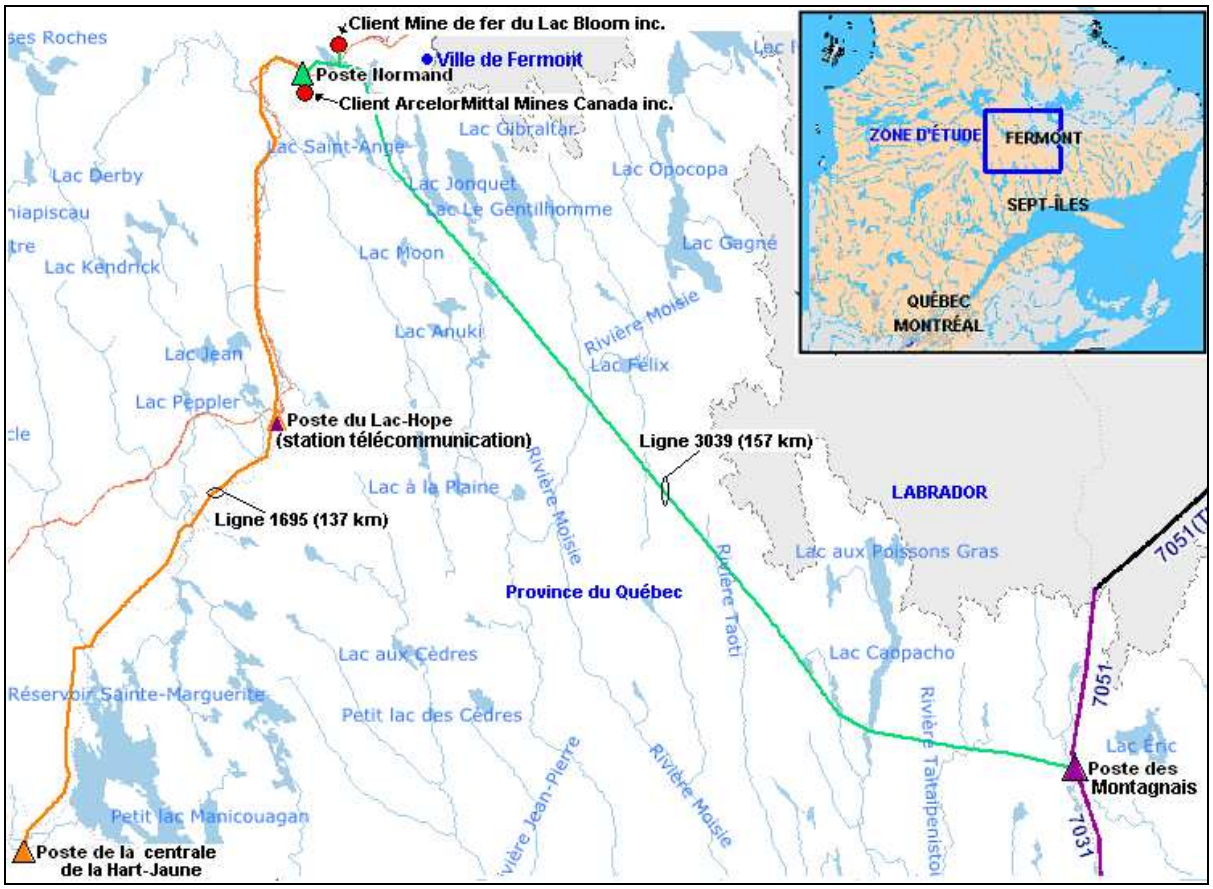
2.1 Objectifs visés par le Projet

Le Projet vise à augmenter la capacité de transformation à 315-34 kV du poste Normand et à augmenter le support réactif pour assurer un soutien de tension adéquat de la part du réseau à 315 kV. Ces travaux s'avèrent essentiels pour répondre à la croissance de la charge du secteur de Fermont et afin de respecter les exigences et les critères de conception préconisés par le Transporteur.

2.1.1 Le réseau de transport à 315 kV et le poste Normand à 315-34-161 kV

La figure 1 suivante présente la situation géographique du poste.

Figure 1
Carte géographique de l'emplacement du poste Normand



Le poste Normand 315-34 kV a été construit par la Compagnie Minière Québec Cartier (« CMQC ») au début des années 1970 pour répondre aux besoins énergétiques de sa mine de fer située au Mont-Wright et de la ville de Fermont qu'elle a construite pour loger ses travailleurs à proximité. Le poste Normand est raccordé au réseau du Transporteur à

315 kV via une ligne monoterne de 157 km en provenance du poste des Montagnais à 735-315 kV.

À la fin des années 1980, Hydro-Québec acquiert le poste Normand à 315-34 kV pour desservir la ville de Fermont et y construire une section de transformation à 34-161 kV pour raccorder la centrale de la Hart-Jaune, située à 115 km plus au sud, au réseau de transport d'Hydro-Québec suite à la fermeture de la mine du Lac Jeannine et du démantèlement de la ville de Gagnon.

Le poste Normand est donc une installation composée de deux sections de transformation, soit : une section principale à 315-34 kV disposant de deux transformateurs d'une puissance nominale de 125 MVA chacun qui alimente la charge à 34 kV du Distributeur et d'une section secondaire à 34-161 kV qui intègre la puissance de la centrale Hart-Jaune. Les sections à 315-34 kV et à 34-161 kV sont raccordées à l'aide de câbles souterrains à 34 kV.

Le poste Normand à 315-34-161 kV alimente le réseau à 34 kV du Distributeur qui dessert alors la ville de Fermont, les installations du client Mine de fer du lac Bloom inc. ainsi que la mine du Mont-Wright appartenant au client ArcelorMittal Mines Canada (« AMMC »), anciennement la propriété de CMQC.

À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, comme annexe 1 de la présente pièce, les schémas de liaison et unifilaire du poste Normand. Un schéma illustrant le réseau de transport global de la région de Fermont avant 2012 est présenté à la page 1 de cette annexe.

2.1.2 Évolution récente

En 2010, le client Mine de fer du lac Bloom inc. a fait une demande au Distributeur pour le raccordement d'une nouvelle charge pour l'expansion de ses installations à Fermont. La solution retenue par le Transporteur a été un raccordement via le réseau de transport à 315 kV. Cette solution était la plus économique et l'unique alternative qui permettait de respecter une mise en service en 2012 tel que demandé par le client. Aujourd'hui, le client Mine de fer du lac Bloom inc. possède son propre poste client à 315-34 kV pour desservir l'ensemble de ses charges incluant celles initialement raccordées sur le réseau du Distributeur à 34 kV.

Pour le Transporteur, la mise en place de cette solution a permis de dégager une marge de 31,5 MW sur la transformation à 315-34kV du poste Normand. Ce projet de raccordement a été mis en service en novembre 2012.

À la page 2 de l'annexe 1, le Transporteur dépose un schéma simplifié qui illustre le réseau de transport global de la région de Fermont après le transfert à 315 kV des charges du client Mine de fer du lac Bloom inc.

2.1.3 Croissance de la charge

La région de Fermont connaît depuis quelques années une croissance soutenue alimentée par un développement minier important. La croissance économique des dernières années en Asie, principalement en Chine, a entraîné une hausse importante de la demande mondiale pour l'acier et le fer[1] qui se retrouve en abondance dans la partie méridionale de la fosse du Labrador. Malgré les fluctuations générées par la récente crise économique, les prix restent élevés de telle sorte que la région reste attrayante pour les grandes sociétés minières.

Depuis 2009, la charge à 34 kV dans la région de Fermont n'a cessé de croître. Jusqu'en 2015, le Distributeur prévoit une croissance soutenue, liée entre autres au raccordement d'une charge supplémentaire pour le projet du client AMMC[2] qui consiste à l'ajout d'équipements de concentration du minerai et à l'augmentation de ses activités d'extraction à sa mine du Mont-Wright. Au-delà de cette date, le Distributeur prévoit une augmentation graduelle de la charge. Ainsi, d'ici 2035, des besoins supplémentaires de 46 MW sont prévus au poste Normand.

L'augmentation des charges à 34 kV du Distributeur implique que la capacité limite de transformation du poste Normand est dépassée et ce, malgré la marge dégagée par le transfert des charges du client Mine de fer du lac Bloom inc. vers le réseau à 315 kV. Par conséquent, il est requis d'accroître la capacité de transformation du poste Normand.

Le tableau 2 expose les dernières prévisions de charge réalisées en 2012 ainsi que la capacité limite de transformation en été du poste Normand.

Tableau 2
Prévisions de charge du Distributeur à 34 kV raccordée au poste Normand à 34 kV

Prévision de la charge 2012 (MVA)	2009-2010*	2010-2011*	2011-2012*	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Charge hiver (MW)	94	122	144	139**	156	156	157	157	157	157	157	158	158	158
Charge hiver (MVA)	96	123	145	140**	157	157	157	157	157	158	158	159	159	159
Charge été (MVA)	89	119	130	118**	140	140	140	140	141	141	141	141	141	141
Capacité limite de transf. (été) MVA***	114	114	114	114	114	114	228	228	228	228	228	228	228	228

* Les données historiques pour les hivers 2009-2010 à 2011-2012 sont basées sur la pointe lue et normalisée.

** Les données considèrent le transfert des charges du client Mine de fer du lac Bloom inc. vers le réseau de transport à 315 kV en novembre 2012.

*** Capacité limite de transformation de 228 MVA après la mise en service du Projet en 2015.

[1] Le fer constitue la matière de base pour la production de l'acier.

[2] ArcelorMittal est un client industriel raccordé à 34 kV sur le réseau du Distributeur.

Il est important de mentionner que la charge à 34 kV de la région de Fermont est composée majoritairement de charges industrielles dont le profil de consommation est constant tout au long de l'année. Par conséquent, la limitation de la capacité de transformation du poste Normand est doit être établie avec la prévision de charge en été car c'est à ce moment que les transformateurs sont le plus sollicités en raison d'une température ambiante plus élevée.

D'une part, les transformateurs à 315-34 kV du poste Normand disposent de changeurs de prises sous charges à puissance réduite. Cela entraîne dans les conditions d'exploitation actuelles du poste Normand, une réduction à 114 MVA de la puissance nominale des transformateurs à 315-34 kV spécifiée à 125 MVA, conformément aux données du manufacturier.

D'autre part, l'électricité produite par la centrale de la Hart-Jaune d'une puissance de 57 MVA est intégrée à la barre à 34 kV du poste Normand. Les apports d'eau à la centrale ainsi que les modes d'exploitation ne permettent pas de garantir en tout temps une puissance qui permettrait de réduire le transit dans la transformation à 315-34 kV du poste Normand. La section de transformation principale à 315-34 kV doit donc assurer une capacité suffisante pour garantir en tout temps l'alimentation des charges du Distributeur.

D'ici la mise en service finale du Projet, le Transporteur a convenu temporairement avec le Distributeur que les charges à 34 kV excédant la capacité limite de transformation du poste Normand soient délestables advenant une indisponibilité d'équipement à ce poste.

2.1.4 Soutien de tension sur le réseau à 315 kV

Le réseau actuel du secteur de Fermont est limité par l'impédance réactive (inductive) de la ligne d'alimentation à 315 kV qui est très longue (157 km) et qui engendre beaucoup de pertes réactives (Mvar) lors des périodes de fort transit. Ces pertes réactives occasionnent alors des chutes de tension considérables à la barre à 315 kV du poste Normand. Dans sa configuration actuelle, le réseau de transport ne pourra pas assurer une régulation de tension adéquate aux charges à 34 kV prévues par le Distributeur en période hivernale.

Une telle situation ne répond pas aux exigences[3] et critères de conception préconisés par le Transporteur et doit être redressée. Pour cette raison, il est également requis d'ajouter un support réactif au poste Normand pour répondre à la croissance de charge de ce secteur.

Dans ce contexte, le Transporteur a maximisé l'utilisation des équipements qui sont déjà en service et repoussé au plus tard les investissements découlant de la présente demande, conformément à sa pratique habituelle et tel que souhaité par la Régie dans sa décision D-2010-161[4].

[3] Plage acceptable de tension en régime permanent tel que prévu aux *Conditions de service d'électricité* approuvées par la décision D-2013-037.

[4] 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.

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

3.1 Description des travaux

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

3.1.1 Addition d'un troisième transformateur de puissance et nouvelle section à 34 kV

La solution retenue par le Transporteur est l'addition d'un troisième transformateur à 315-34 kV d'une puissance de 125 MVA au poste Normand. Le nouveau transformateur sera implanté à la position d'exploitation T1. La CLT du poste Normand augmentera ainsi de 114 à 228 MVA. La mise en service du nouveau transformateur est prévue en octobre 2015.

Afin de maintenir un niveau adéquat de court-circuit, le troisième transformateur à 315-34 kV ne pourra pas être exploité en parallèle avec la section de transformation actuelle composée des transformateurs T2 et T3. Par conséquent, une partie des nouvelles charges à 34 kV du Distributeur devra être raccordée de façon indépendante sur le transformateur T1. Pour ce faire, une nouvelle section à 34 kV sera construite pour intégrer la puissance du nouveau transformateur T1. Cette nouvelle section pourra disposer à l'ultime de cinq nouveaux départs à 34 kV. Pour l'instant, deux nouveaux départs seront complétés, soit un départ pour les nouvelles installations du client AMMC et un départ de relève pour l'ensemble de la charge du poste. Les autres charges du Distributeur associées à la croissance seront desservies par les départs à 34 kV actuels.

Le séparateur eau-huile du poste Normand sera remplacé afin de permettre le raccordement d'un transformateur supplémentaire.

3.1.2 Addition de deux batteries de condensateurs à 34 kV

L'alimentation des nouvelles charges requiert un support réactif dans le secteur de Fermont afin d'assurer une tension adéquate. Pour ce faire, deux batteries de condensateurs à 34 kV d'une puissance de 20 Mvar chacune seront ajoutées au poste Normand.

Les batteries de condensateurs seront raccordées sur les deux départs à 34 kV libérés lors du transfert du client Mine de fer du lac Bloom inc. à 315 kV.

La figure à la page 3 de l'annexe 1 présente un schéma simplifié qui illustre le réseau de transport global du secteur de Fermont après la réalisation du projet.

3.1.3 Nouveaux bâtiments et systèmes de commande et de protection

La construction d'une section à 34-161 kV pour l'intégration de la puissance de la centrale de la Hart-Jaune à la fin des années 1980 n'était pas prévue dans la conception originale du poste Normand. L'installation des systèmes de commande et de protection de la section 34-161 kV a exigé l'utilisation de l'ensemble des espaces disponibles dans le bâtiment de commande actuel. Ce dernier ne dispose donc plus d'une superficie suffisante pour y inclure les nouveaux systèmes de protection associés à l'implantation du transformateur T1, des nouveaux départs à 34 kV ainsi que des batteries de condensateurs.

Un second bâtiment de commande sera construit pour contenir l'ensemble des systèmes de protection à 315 kV et à 161 kV ainsi que la commande du poste. Le bâtiment actuel est en bon état et sera conservé pour les systèmes de protection à 34 kV.

Dans le cadre du présent Projet, une commande numérique (ALCID) sera implantée dans le nouveau bâtiment. L'ensemble des protections des transformateurs de puissance sera remplacé et transféré dans la nouvelle salle de commande, ce qui dégagera de l'espace dans le bâtiment actuel pour l'implantation des nouveaux systèmes à 34 kV.

En raison de la rigueur du climat dans la région de Fermont, un abri chauffé permanent sera construit dans le poste Normand pour le personnel et l'entreposage d'équipement. Cet abri sera utilisé en grande partie pendant la période de construction du Projet puis sera conservé par la suite pour les activités de maintenance au poste Normand.

La figure 2 montre une photo aérienne du poste Normand illustrant les travaux à réaliser. Le schéma unifilaire du poste est présenté en page 4 de l'annexe 1.

Figure 2
Photo aérienne du poste Normand

3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

La solution recommandée par le Transporteur permet de répondre à la croissance de la charge du Distributeur dans le respect des exigences du Transporteur. Celui-ci rappelle que sa mission de base est notamment de maintenir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport. Le Transporteur est d'avis que le Projet est conforme à cette mission.

Le calendrier de réalisation des travaux reliés au Projet est présenté au tableau 3.

Tableau 3
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Mars 2012	Janvier 2013
Autorisation de la Régie de l'énergie	Mai 2013	Septembre 2013
Projet	Juillet 2014	Novembre 2016
Mise en service	Octobre 2015	Octobre 2015 (transformateur) Octobre 2016 (l'ensemble du projet)

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

4 Solutions envisagées

Le Transporteur présente ci-après la description des variantes étudiées dans le cadre de son processus de planification de même que l'évaluation des différents aspects qui l'ont guidé dans le choix de la solution retenue.

Deux scénarios ont donc été identifiés, soit :

- Scénario 1 : Ajout d'un transformateur à 315-34 kV
- Scénario 2 : Ajout d'un transformateur à 315-161 kV (boucle à 315-161-34 kV)

Le Transporteur a identifié la solution optimale, des points de vue technique, économique et environnemental, afin d'atteindre les objectifs visés par le Projet.

4.1 Présentation des solutions envisagées

Le scénario 1 correspond à la solution retenue. Il correspond à la configuration ultime prévue à l'origine pour le poste Normand. Cette solution est moins dispendieuse pour Hydro-Québec globalement et représente un risque technique moins élevé que l'alternative, le scénario 2, qui est d'ajouter un nouveau transformateur à 315-161 kV exploité en combinaison avec la section à 34-161kV.

Pour le raccordement spécifique des nouvelles charges industrielles, il n'y a aucun avantage à transférer celles-ci sur un autre palier de tension pour dégager des marges sur la barre à 34 kV du poste Normand. En effet, une alimentation à 161 kV aurait requis l'ajout d'un nouveau transformateur à 315-161 kV au poste Normand parce que l'électricité transitée via la section de transformation à 34-161kV occasionnerait un transit dans la transformation à 315-34 kV, ces deux paliers de transformation étant raccordés en série.

Une alimentation à 315 kV exigerait également des investissements importants au poste Normand tels que la reconstruction des barres à 315 kV, l'ajout d'un nouveau bâtiment de commande et de batteries de condensateurs. Notons qu'en raison de la proximité du poste Normand avec les installations du client AMMC, la solution de la construction d'un nouveau poste client à 315-34 kV a été écartée d'emblée car cela représentait d'importantes difficultés d'implantation.

Il est important de noter que les délais de réalisation des solutions comportant le transfert des nouvelles charges vers un autre palier de tension ne permettraient pas au Transporteur de respecter la date de mise en service demandée par le client AMMC, soit 2013.

D'un point de vue stratégique, l'accroissement de la transformation à 315-34 kV du poste Normand permet une plus grande flexibilité au Transporteur pour répondre à d'éventuels nouveaux clients du Distributeur dans le secteur de Fermont comparativement à une solution qui se limiterait à une intervention ponctuelle, par exemple, le transfert à 315 kV des nouvelles charges du client AMMC. Par conséquent, les alternatives associées à un transfert de tension ont été rejetées.

Ainsi, aux plans technique et économique, aucune autre solution que celle proposée ne permet de répondre adéquatement aux besoins visés pour le réseau de ce secteur.

4.2 Estimation des coûts des solutions envisagées

Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse économique a été réalisée sur une période de 42 ans, soit 40 ans après la mise en service du Projet. Le Transporteur fournit ci-après les hypothèses utilisées pour son analyse économique :

- taux d'actualisation de long terme de 5,698 % ;
- taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

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

Le tableau 4 présente une comparaison économique des deux solutions décrites précédemment. Les coûts y sont exprimés en millions de dollars actualisés de l'année 2013.

Tableau 4
Comparaison économique des solutions (M$ actualisés 2013)

	Scénario 1 Ajout d'un transformateur 315-34 kV	**Scénario 2** Ajout d'un transformateur 315-161 kV (boucle 315-161-34 kV)
Investissements	29,0	34,8
Valeurs résiduelles	-0,4	-0,5
Taxes	1,8	2,1
Pertes électriques	-	1,9
Coûts globaux actualisés	**30,4**	**38,3**

Comme mentionné précédemment, les résultats de l'analyse économique réalisée par le Transporteur démontrent que les coûts globaux actualisés du scénario 1 sont nettement inférieurs à ceux du scénario 2. Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 4 du présent document.

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts

Comme indiqué précédemment, le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 33,8 M$.

Le tableau 5 suivant présente une ventilation détaillée des coûts pour les phases avant-projet et projet. Un tableau détaillé des coûts annuels est présenté à l'annexe 5 de la présente pièce.

Tableau 5
Coûts des travaux avant-projet et projet par élément
(en milliers de dollars de réalisation)

Coûts de l'avant-projet

Études d'avant-projet	458,0
Autres coûts	1,0
Frais financiers	16,6
Sous-total	**475,5**

Coûts de projet

Ingénierie interne	920,6
Ingénierie externe	600,7
Client	2 749,4
Approvisionnement	9 464,8
Construction	12 315,7
Gérance interne	2 042,2
Gérance externe	292,0
Provision	2 541,0
Autres coûts	332,3
Frais financiers	2 018,0
Sous-total	**33 276,7**

TOTAL	**33 752,2**

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

Tableau 6
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2014	2015	2016	2017
Poste	2,1 %	2,7 %	2,6 %	2,3 %

Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement et Services partagés (« HQÉSP ») établies en date du 1er avril 2012.

Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2012-161[5] quant à la justification des taux d'inflation utilisés aux fins de l'évaluation des coûts de travaux des divers projets d'investissement qui lui sont soumis pour approbation, le Transporteur fournit ci-après les informations pertinentes à l'appui des taux d'inflation utilisés à ces fins. Ces informations s'appliquent au présent Projet.

En premier lieu, le Transporteur tient à rappeler que la variation des taux d'inflation est relative aux prévisions de l'évolution de la valeur des indices composant ces taux d'inflation.

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

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

- Coût de main-d'œuvre :
  - ingénierie interne et externe ;
  - gestion de projet et de chantier.
- Coûts reliés à la construction :
  - main d'œuvre de construction ;
  - équipement et matériaux de construction.
- Approvisionnement :
  - transformateurs et inductances ;
  - appareillage de sectionnement et de mesure ;

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

- armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeu de barres, etc.

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

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

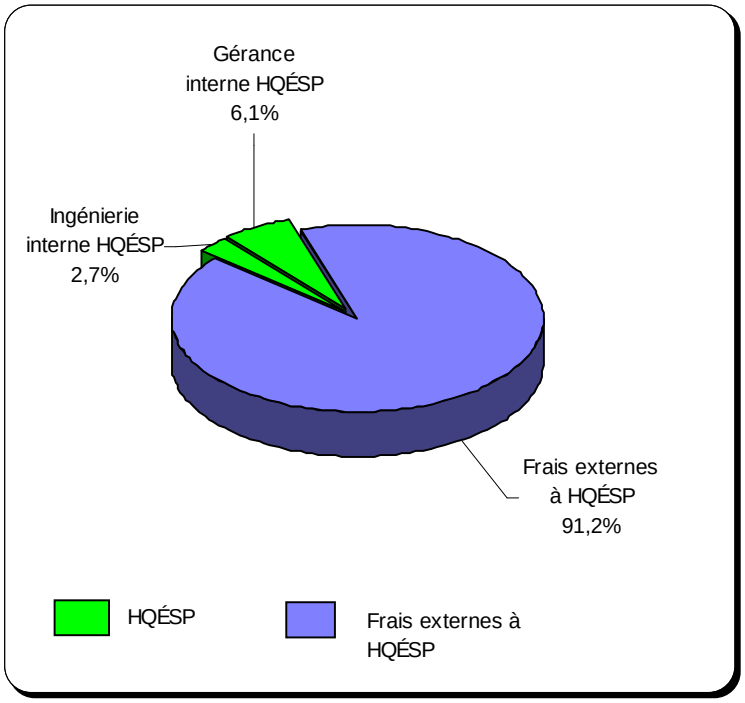
Enfin, le Transporteur souligne que le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant autorisé par le Conseil d'administration de plus de 15 %, auquel cas il doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer la Régie en temps opportun.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

5.2 Principales composantes du coût des travaux

Comme présentés à la figure suivante, les coûts externes à HQÉSP pour la phase projet sont de 30,8 M$, soit 91,2 % du coût total du Projet de 33,8 M$.

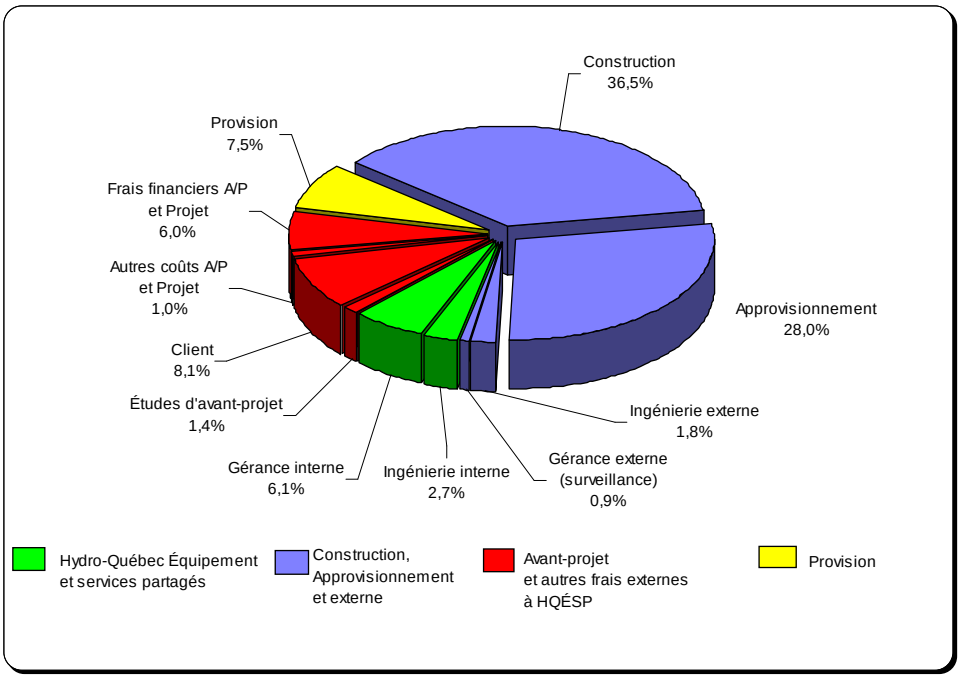
HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la production des plans et devis. L'approvisionnement est réalisé par le biais d'appels d'offres et de soumissions. Par la suite, les travaux de construction sont généralement réalisés sous la responsabilité de HQÉSP par des entrepreneurs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

Figure 3
Répartition des coûts internes et externes pour la phase projet



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

Figure 4
Répartition des coûts des activités



Approvisionnement et construction

Le coût des activités reliées à l'approvisionnement et à la construction du présent Projet s'élève à 21,8 M$, soit 64,5 % du coût total du Projet de 33,8 M$.

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

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

Les frais d'ingénierie, les frais de gérance et les frais des études d'avant-projet s'élèvent à 4,3 M$, soit 12,8 % du coût total du Projet de 33,8 M$.

Les coûts des travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 1,8 % du coût total du Projet, seront imputés au Transporteur au prix coûtant. Par ailleurs, les services d'ingénierie interne sont facturés par le mécanisme de facturation interne. Quant aux coûts de 2,3 M$ pour la gérance de projet, soit 6,9 % du coût total du Projet de 33,8 M$, ils représentent tous les frais relatifs à la gestion de projet et à la gérance de chantier. Ces coûts incluent les activités de surveillance de chantier dont une partie, pour un montant d'environ 0,3 M$, sera confiée à une firme externe. Les frais de gérance sont mesurés en pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQÉSP s'élève à 6,1 % du coût total du Projet de 33,8 M$.

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

Coûts du client

Le Transporteur présente au tableau 7 une ventilation et une brève description de la nature des coûts de la rubrique « Client » du tableau 6 précédent. Ces coûts s'élèvent à 2,7 M$, soit 8,1 % du coût total du Projet.

Tableau 7
Coûts du « Client »

Sommaire	**en milliers de dollars**				
Description	**Total**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**
Expertise technique	168,0	81,8	86,2		
Inspection finale et mise en route	2 581,4			1 426,0	1 155,4
Total	**2 749,4**	**81,8**	**86,2**	**1426,0**	**1 155,4**

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

Frais financiers

Les frais financiers totaux s'élèvent à 2,0 M$, soit 6,0 % du coût total du Projet. Conformément à la décision D-2002-95[6] de la Régie, la capitalisation des frais financiers aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de l'année témoin projetée, soit 6,838 % pour 2012[7].

De plus, conformément aux décisions D-2003-68[8] et D-2005-63[9], le Transporteur précise que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 5,698 %[10] procure une réduction de 0,4 M$ pour un investissement total de 33,4 M$.

Autres coûts

Les autres coûts regroupent notamment les éléments suivants :

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

Ces frais s'élèvent à 0,3 M$ et représentent 1,0 % du coût total du Projet de 33,8 M$.

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

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

6 Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.
7 Décision D-2012-059, 24 mai 2012, page 83.
8 Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 26.
9 Décision D-2005-63, 15 avril 2005, page 4, faisant suite à la décision D-2005-50.
10 Décision D-2012-059, 24 mai 2012, page 83.

Provision

La valeur de la provision s'élève à 2,5 M$, soit 7,5 % des coûts du Projet de 33,8 M$. Toutefois, conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision D-2003-68[11], la provision s'élève à 8,1 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres coûts et les frais financiers.

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

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

Le Transporteur précise que les provisions prévues sont déterminées en fonction des risques propres à chaque projet et peuvent donc varier grandement d'un projet à un autre. Le Transporteur souligne également que ces provisions ne sont « facturées » à un projet que dans la mesure où des risques se sont 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 encouru au cours de sa réalisation. De la même façon qu'aucune marge bénéficiaire n'est facturée par HQÉSP, le Transporteur rappelle qu'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.

Suivi des coûts du Projet

Le Transporteur soutient en premier lieu que les coûts détaillés plus avant sont nécessaires à la réalisation du Projet à l'étude et conséquemment, qu'ils sont raisonnables. Dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets d'investissement, le Transporteur assurera par surcroît un suivi étroit des coûts du Projet.

Aux fins de la reddition de comptes de l'état d'avancement du présent Projet et de tout futur projet d'investissement en transport d'un coût de 25 M$ et plus pouvant nécessiter un suivi

[11] Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 18.

dans le cadre de ses rapports annuels à la Régie, si celle-ci le requiert[12], le Transporteur soumet la proposition suivante, en quatre volets séquentiels :

a) ***sur une base annuelle, jusqu'à la mise en service finale du projet*** :

Présenter une vision globale des coûts (autorisés, réels et prévus au 31 décembre de l'année visée) avec écarts entre les coûts autorisés et prévus (en M$ et en %) ainsi que de la valeur cumulée et de l'horizon des mises en service du Projet et de tout futur projet visé de cette catégorie, dans la mesure où la Régie accepte les quatre volets de sa proposition pour ces projets.

b) ***sur une base ponctuelle, au besoin, jusqu'à ce que les coûts atteignent 50 % de la valeur globale prévue du projet*** :

Présenter les justificatifs pertinents quant aux écarts significatifs en annexe à cette vision globale des coûts et des mises en service. Le Transporteur propose à cet effet les seuils suivants, selon l'envergure des projets :

- Projets >= 100 M$: (+ ou -) 5 % ;
- Projets < 100 M$: (+ ou -) 10 %, comme dans le cas du présent Projet.

c) ***sur une base annuelle, une fois que les coûts auront atteint 50 % de la valeur globale prévue du projet*** :

Présenter un tableau complémentaire des coûts (autorisés, réels et prévus) avec justification des écarts significatifs, selon les seuils préétablis ci-dessus, avec une ventilation des coûts, selon leur nature et pour chacun des volets Postes, Lignes et Télécommunications, selon les projets (Postes seulement pour le présent Projet), de la forme suivante :

Tableau 8
Coûts du projet du poste Normand
(en milliers de dollars)

Volet	Groupe nature comptable (HQT)	Invest. cumul au 31/12/20xx (a)	Invest. final prévu (b)	MES au 31/12/20xx (c)	Valeur à autoriser Régie (d)	Réalisés % (a) / (b)
Postes de Transport	Autres biens - Achat				9 464,8	
	Prestation de travail HQT				2 749,4	
	Autres services				19 503,4	
	Frais financiers				2 034,6	
	Résultats	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**33 752,2**	**0,0 %**

[12] En vertu du paragraphe 5 de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

d) ***lors de la mise en service finale du projet :***

Présenter un tableau détaillé des coûts réels versus autorisés, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 5 du présent document, accompagné d'un suivi de l'échéancier du projet et, le cas échéant, des justificatifs pertinents quant aux écarts significatifs identifiés selon les seuils préétablis ci-dessus.

La présente proposition découle d'une analyse de l'ensemble du portefeuille de projets d'investissement de cette catégorie ayant fait l'objet d'une reddition de comptes à ce jour, en faisant ressortir les limites actuelles d'un tel suivi individuel ainsi que les nombreux avantages sous-jacents aux pistes d'optimisation identifiées par le Transporteur, dont les principaux avantages suivants :

- Format de présentation offrant un premier niveau d'analyse plutôt que dans un format brut ;
- Meilleure perspective de l'ensemble et des composantes du portefeuille des projets d'investissement en cours présentant un coût égal ou supérieur à 25 M$;
- Optimisation des activités relatives à la collecte et à la consolidation des données-source ;
- Préservation de la prérogative de la Régie de demander toute information complémentaire jugée utile, dans le cadre de son examen des rapports annuels du Transporteur ;
- Préservation de l'engagement du Transporteur de fournir à la Régie :
  - une justification des écarts significatifs en cours de réalisation des projets visés, au-delà des seuils proposés ;
  - l'ensemble des informations détaillées pour les projets nécessitant suivi, au moment de leur mise en service finale.

6 Impact tarifaire

Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle ». Les mises en service sont prévues pour octobre 2015 et octobre 2016.

Les coûts du Projet sont de 33,8 M$ donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur de l'ordre de 7,5 M$. Le montant final de la contribution sera déterminé suite à la mise en service du Projet, conformément aux modalités des *Tarifs et conditions des tarifs de transport d'Hydro-Québec*, appendice J, section C, quant aux ajouts au réseau de transport.

L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi que les besoins de transport qui augmenteront graduellement jusqu'à atteindre 46 MW en 2035.

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 du Transporteur. Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport.

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 6 de la présente pièce.

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

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

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

8 Conclusion

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

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

Le Transporteur soutient que la solution mise de l'avant est optimale et que les investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.