

DÉCISION

Passim
surfins 12,13,16

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2008-030

R-3646-2007

7 mars 2008

PRÉSENT :

Gilles Boulianne, B. Sc. (Écon.)

Régisseur

Régie de l'énergie

DOSSIER R-3646-2007

DÉPOSÉE EN AUDIENCE

Date: 9 JUIN 2016

Pièces n°: C -

MSAH -
0084

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale

Demande du Transporteur afin d'obtenir l'autorisation pour la construction d'une nouvelle ligne de transport à 315 kV Chénier – Outaouais

Intervenants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ);
- Énergie La Lièvre s.e.c. (ÉLL);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA).

1. INTRODUCTION

Le 26 septembre 2007, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'autorisation afin d'acquérir et de construire des immeubles et des actifs requis pour une nouvelle ligne de transport à 315 kV Chénier – Outaouais (le Projet).

Le 23 novembre 2007, par sa décision D-2007-132, la Régie accorde le statut d'intervenant à l'AIEQ, à l'AQCIE/CIFQ, à ÉLL, au GRAME et à S.É./AQLPA.

Le 11 décembre 2007, par sa décision D-2007-136, la Régie accorde le statut d'expert à M. Jean-Claude Deslauriers et à M. Jacques Fontaine pour S.É./AQLPA. Elle rend également une ordonnance de traitement confidentiel à l'égard de trois documents déposés par le Transporteur.

Le 20 décembre 2007, le Transporteur dépose à la Régie une demande relative à une problématique quant à l'accès à ces documents demandés par ÉLL. Le lendemain, celle-ci dépose une réponse aux commentaires du Transporteur. Le 30 janvier 2008, le Transporteur informe la Régie qu'il en est arrivé à un accord avec ÉLL à ce sujet et dépose les ententes signées à cet effet, tel que prévu à la décision D-2007-136.

La Régie tient une séance de travail le 12 décembre 2007 et, le 14 décembre 2007, elle fixe le calendrier pour le déroulement de la suite du dossier. Le rapport d'expertise de S.É./AQLPA est déposé le 24 janvier 2008. Les intervenants déposent leurs observations le 14 février 2008. Le Transporteur y réplique le 21 février 2008. La Régie prend la demande en délibéré à partir de cette date et se prononce dans la présente décision sur cette demande du Transporteur.

2. CADRE JURIDIQUE

Aux termes de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi), le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité ainsi que pour étendre ou modifier son réseau de transport d'électricité.

¹ L.R.Q., c.R-6.01.

Le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, en vertu du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*² (le Règlement). Dans le présent dossier, une autorisation est demandée pour des investissements totalisant 214,1 M\$³.

3. OBJECTIFS ET DESCRIPTION DU PROJET

À la suite des événements climatiques de janvier 1998, plusieurs projets ont été envisagés afin de sécuriser l'alimentation électrique du Québec dont la construction d'une interconnexion avec l'Ontario à 315-240 kV au poste Outaouais, comprenant un poste convertisseur d'une capacité de 1 250 MW, ainsi que des infrastructures connexes⁴. Cette construction, qui est en cours actuellement et dont l'achèvement est prévu pour avril 2009, a été autorisée par le gouvernement du Québec par le Décret 1450-2000⁵.

Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) a déposé en avril 2005 une demande de service de transport ferme de point à point à long terme pour une capacité réservée de 1 250 MW vers l'Ontario par l'entremise de cette nouvelle interconnexion. En octobre 2006, le Producteur et le Transporteur ont signé une convention de service de transport ferme de point à point à long terme pour une capacité réservée de 1 250 MW vers l'Ontario⁶.

Les besoins en électricité de la région de l'Outaouais et de l'interconnexion avec l'Ontario sont assurés actuellement par le poste Chénier via une ligne biterne et par les centrales de la région outaouaise. À la suite de ses analyses, le Transporteur conclut que le réseau doit être renforcé afin d'assurer la capacité d'interconnexion requise et de fournir le service ferme demandé par le Producteur, tout en continuant d'alimenter la charge locale. Le Projet est donc nécessaire pour atteindre ces objectifs.

² (2001) 133 G.O. II, 6165.

³ Pièce B-1-HQT-6, document 1, page 5.

⁴ Pièce B-1-HQT-1, document 1, page 4.

⁵ Décret 1450-2000, *Concernant l'autorisation à Hydro-Québec de construire le poste de l'Outaouais à 315-230 kV, d'une capacité de 1 250 MW, ainsi que les infrastructures et équipements connexes et d'acquérir par voie d'expropriation les immeubles et droits réels requis à cette fin*, (2001) 133 G.O. II, 35.

⁶ Pièce B-1-HQT-7, document 2.

Le Projet comprend principalement :

- l'addition d'une ligne biterne à 315 kV entre les postes Chénier et Outaouais;
- l'ajout d'un transformateur 735/315 kV de 1650 MVA au poste Chénier ainsi que des travaux connexes, dont l'amélioration du système de protection d'incendie des transformateurs;
- l'ajout de deux départs de lignes à 315 kV au poste Outaouais;
- l'ajout d'un automatisme de réseau pour le renforcement du réseau principal.

Par ailleurs, le Projet s'inscrit dans l'une des orientations du Plan stratégique d'Hydro-Québec 2006-2010 favorisant la poursuite du développement du réseau de transport afin de maintenir la fiabilité et la qualité du service, tout en répondant aux besoins croissants en matière de transport d'électricité. Le Projet permet ainsi l'intensification des échanges avec l'Ontario.

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES ET JUSTIFICATION DE LA SOLUTION CHOISIE

4.1 DESCRIPTION DES SOLUTIONS ET COMPARAISON DES COÛTS

Pour réaliser le Projet, le Transporteur a analysé différentes variantes afin de choisir la solution optimale pour assurer l'entière capacité de l'interconnexion de 1 250 MW avec l'Ontario. Ces variantes consistent en trois tracés de lignes différents.

Deux de ces variantes, dont les tracés de lignes relient les postes Grand-Brûlé et Outaouais, empruntent des sections importantes des tracés Nord et Sud du projet de ligne Grand-Brûlé – Vignan qui a été étudié de 1998 à 2001 par Hydro-Québec. L'autre variante, soit la ligne Chénier – Outaouais, longe la ligne existante à 315 kV Chénier – Vignan en utilisant la servitude du Transporteur disponible du côté Nord de la ligne. Les trois variantes, chacune à 315 kV, sont décrites comme suit :

- Variante 1 - Tracé de ligne Chénier – Outaouais : La ligne biterne à 315 kV Chénier – Outaouais est d'une longueur de 114,6 km et longe la ligne existante Chénier – Vignan en utilisant la servitude acquise initialement par Hydro-Québec pour permettre l'installation d'une deuxième ligne.

- Variante 2 - Tracé de ligne Grand-Brûlé – Variante Est : Nouvelle ligne biterne à 315 kV entre les postes Grand-Brûlé et Outaouais. Cette nouvelle ligne, d'une longueur de 102,1 km, emprunte une section importante du tracé sud qui a été étudié dans le cadre du projet de ligne Grand-Brûlé – Vignan.
- Variante 3 - Tracé de ligne Grand-Brûlé – Variante Ouest : Nouvelle ligne biterne à 315 kV entre les postes Grand-Brûlé et Outaouais. Cette nouvelle ligne, d'une longueur de 121,3 km, emprunte une section importante du tracé Nord qui a été étudié dans le cadre du projet de ligne Grand-Brûlé – Vignan.

Le Transporteur retient la variante 1, soit le tracé Chénier – Outaouais. Les coûts d'investissement, en dollars actualisés de 2007, sont évalués à 176,3 M\$ pour la variante retenue (variante 1), à 200,5 M\$ pour la variante 2 et à 227,6 M\$ pour la variante 3.

4.2 PERTES DIFFÉRENTIELLES ENTRE LES SOLUTIONS ENVISAGÉES

En plus des coûts d'investissement des trois variantes, la comparaison économique doit tenir compte du coût des pertes électriques selon ces trois cas de figure. La variante Chénier – Outaouais comporte un trajet moins direct vers l'interconnexion par rapport aux deux autres variantes. Elle occasionne donc plus de pertes électriques et le coût des pertes différentielles a son importance dans le choix de la solution.

Le Transporteur fournit le coût des pertes différentielles entre les trois variantes et présente la méthodologie utilisée. Dans un premier temps, il détermine les pertes en puissance instantanées à la pointe en mode exportation et importation. Ensuite, à partir d'hypothèses sur le facteur d'utilisation (FU) en importation et en exportation, il utilise une formule simplifiée pour déterminer le facteur de pertes et le volume des pertes en énergie. Le calcul de l'impact monétaire des pertes est basé sur les coûts unitaires des pertes en énergie et en puissance. Ces valeurs sont fournies par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur).

L'examen a porté sur les différentes hypothèses utilisées pour le calcul des pertes, en particulier celles concernant le FU.

Calcul du volume de pertes en énergie

Le Transporteur précise que les pertes en exportation sont plus élevées que les pertes en importation, puisqu'en importation, l'énergie est en partie consommée localement, tandis qu'en exportation l'énergie transite du réseau de transport via les postes Chénier ou

Grand-Brûlé, selon la variante considérée. Les pertes différentielles en puissance, en mode exportation, sont estimées à 25,6 MW, tandis que les pertes différentielles en puissance, en mode importation, sont estimées à -8,1 MW.

Le Transporteur souligne qu'il ne peut prévoir avec précision le FU de l'interconnexion pour les 40 ans à venir et présente une étude de sensibilité⁷.

Dans trois des scénarios, le Transporteur fait l'hypothèse que l'interconnexion est utilisée autant en mode exportation qu'en mode importation, avec des FU globaux de 75 %, 65 % et 50 %. Un dernier scénario prévoit un FU de 50 % de l'interconnexion en mode exportation seulement. Le Transporteur souligne qu'il est réaliste de considérer que les achats d'énergie s'effectuent la nuit et les ventes, le jour.

Selon le GRAME, il faut considérer la réalité des marchés de l'énergie électrique et il est fort probable que cette interconnexion soit utilisée tant en mode exportation qu'en mode importation. Il est d'avis que l'Ontario sera demandeur aux périodes de pointe et fournisseur dans les creux de charge.

S.É./AQLPA est plutôt d'avis d'utiliser la même proportion d'exportation et d'importation que l'interconnexion Châteauguay – Massena en 2007, soit une proportion de 72 % du FU en exportation et 28 % du FU en importation.

Impact monétaire des pertes

Le calcul du coût des pertes est effectué en tenant compte du coût unitaire des pertes en énergie évalué à 68,63 \$/MWh et du coût unitaire des pertes en puissance estimé à 10,00 \$/kW. Ces deux valeurs sont indexées à 2 % par année. L'étude porte sur 40 ans.

Dans son étude de sensibilité, le Transporteur utilise comme hypothèse de base un FU global de 50 % (25 % en importation et 25 % en exportation). Le coût global actualisé (CGA) de la variante retenue, incluant la valeur des pertes, s'établirait à 204,8 M\$, soit 4,3 M\$ de plus que la variante 2 et 33 M\$ de moins que la variante 3. Quant au scénario du FU qui occasionne le plus de pertes (soit un FU global de 50 % en exportation seulement), le CGA de la variante retenue s'établirait à 251,2 M\$, soit 50,7 M\$ de plus que la variante 2 et 1,2 M\$ de plus que la variante 3.

⁷ Pièce B-1-HQT-4, document 1, page 18.

Les experts de S.É./AQLPA présentent leurs calculs du CGA de la variante retenue, en utilisant la même formule que le Transporteur, mais une proportion différente entre les exportations et les importations d'énergie dans le FU global. Ces experts estiment que la variante retenue occasionnera un CGA supplémentaire de 24,7 M\$ à 52,2 M\$ au coût de la variante 2, et ce, pour un FU global variant de 50 % à 65 %.

S.É./AQLPA est favorable à la variante Grand-Brûlé Est en raison du coût des pertes. Il mentionne que « si un écart de 4 M\$ ne suffisait pas à laisser tomber la variante plus coûteuse, un écart s'établissant entre 25 M\$ et 50 M\$ devrait suffire à rejeter la variante Chénier – Outaouais »⁸.

Le Transporteur précise que la comparaison des CGA doit être interprétée avec une certaine réserve. En effet, les pertes électriques différentielles globales sont fortement liées au FU et au mode d'exploitation de l'interconnexion, tout deux pouvant être très variables.

Le Transporteur considère que le coût des pertes électriques différentielles n'est pas un facteur de décision suffisamment déterminant pour orienter le choix d'une des variantes du Projet. Les coûts de construction ainsi que les facteurs sociaux et environnementaux demeurent les éléments primordiaux à prendre en considération.

Responsabilité du paiement du coût des pertes différentielles associé au choix de la solution

La Régie note aussi la réponse du Transporteur à une demande de renseignements :

« Le coût du différentiel de pertes associé à ces deux scénarios d'ajout au réseau est assumé par le Distributeur. En effet, les pertes associées au service de transport point à point sont compensées par le client utilisateur de ce service selon un taux fixe de 5,2 % qui est établi dans les Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (les "Tarifs et conditions") du Transporteur.

Le Transporteur souligne que les pertes réelles sont tributaires de l'utilisation et de la configuration du réseau. Ainsi, les écarts positifs et négatifs entre les pertes réelles et le taux de perte fixe sont fournis par le Distributeur. Aussi, toute

⁸ Pièce C-5-12-S.É./AQLPA, rapport d'expertise, page 20.

optimisation du scénario d'ajout au réseau visant à réduire les pertes réelles est bénéfique au Distributeur. »⁹

L'AQCIE/CIFQ mentionne que les associations industrielles sont inquiètes et craignent que l'utilisation croissante du réseau, notamment pour des fins d'exportation, entraîne des coûts plus importants pour la charge locale que ceux estimés jusqu'à maintenant par le Transporteur. Il recommande donc que la question des pertes sur le réseau fasse l'objet d'une analyse plus approfondie dans le cadre du prochain dossier tarifaire du Transporteur.

Conclusion

La Régie constate l'étendue des hypothèses utilisées pour estimer le coût des pertes, soit les hypothèses sur le FU global, la proportion d'exportation et d'importation et le coût unitaire estimé.

L'hypothèse d'un FU global de 50 % pour établir le CGA du Projet doit être nuancée. La Régie est d'avis, tel qu'étudié par le Transporteur et les intervenants, que l'utilisation de cette interconnexion pourrait augmenter considérablement dans le futur. À cet effet, la Régie juge plausibles les différents scénarios du FU global présentés par le Transporteur dans son étude de sensibilité.

Par contre, en ce qui a trait à la proportion entre les importations et les exportations, la Régie considère davantage plausible, à l'instar de S.É./AQLPA, qu'elle soit comparable à celle de l'interconnexion Châteauguay – Massena en 2007, soit 72 % du FU global utilisé en exportation et 28 % du FU global utilisé en importation.

En conséquence, la Régie juge qu'il serait possible, à la lumière des hypothèses présentées, que les pertes différentielles annuelles varient entre 39 GWh et 82 GWh selon le FU global futur de l'interconnexion sur sa durée de vie. Le CGA de la variante retenue s'établirait alors entre 225 M\$ et 270 M\$, soit un montant supérieur de 25 M\$ à 70 M\$ à celui de la variante Grand-Brûlé Est.

Quant à la responsabilité du paiement du coût des pertes différentielles, la Régie retient la suggestion de l'AQCIE/CIFQ, à savoir que cette question mérite un examen plus approfondi. Elle demande au Transporteur de soumettre, lors d'un prochain dossier tarifaire, une analyse afin de traiter de la question d'un coût différentiel de

⁹ Pièce B-9-HQT-15, document 1, pages 3 et 4.

pertes découlant du choix d'une solution pouvant être assumé par un tiers, en l'occurrence ici le Distributeur.

4.3 ENJEUX TECHNIQUES DE LA SOLUTION CHOISIE

Dans chacune des solutions présentées par le Transporteur, l'alimentation du poste Outaouais est complétée par deux nouveaux circuits à 315 kV, ce qui permet de garantir une capacité ferme de 1 250 MW pour l'interconnexion avec l'Ontario. Le Transporteur souligne que tous les intervenants sont favorables à la solution retenue, incluant le besoin de transformation au poste Chénier, sauf S.É./AQLPA en ce qui concerne le tracé de la ligne.

L'AQCIE/CIFQ mentionne que le Projet est reçu positivement par les entreprises, puisqu'il aura pour effet indirect d'améliorer la fiabilité et la qualité de l'onde électrique dans la région de l'Outaouais.

Selon le GRAME, quel que soit le scénario choisi, le renforcement permettra de lever les limitations des exportations vers l'Ontario et d'exploiter de façon optimale l'interconnexion à courant continu. L'intervenant mentionne que, d'un point de vue strictement technique, les trois scénarios n'offrent pas de différences significatives et sont acceptables. Il souligne que la variante Grand-Brulé Est présente le chemin le plus court entre les centres de production et l'interconnexion du poste Outaouais. Par contre, la variante retenue permet de sécuriser le poste Chénier en permettant la réalisation de murs coupe-feu après l'implantation du quatrième transformateur. Il ajoute que cette solution devrait également présenter l'avantage de faciliter la maintenance grâce à la proximité des voies d'accès, alors que les deux autres solutions sont en milieu boisé.

S.É./AQLPA indique que, sur le plan technique, les deux corridors Ouest ou Est de Grand-Brulé – Outaouais sont équivalents. La seule différence est la longueur des lignes qui se répercute dans le coût de construction et dans le coût des pertes électriques. Ces scénarios offrent un second corridor à partir du poste Grand-Brulé, éloigné et indépendant du corridor déjà existant, pour alimenter toute la région de Hull et Gatineau. Cette diversité de corridors accroît la fiabilité et sécurise considérablement l'alimentation régionale aussi bien contre les phénomènes naturels tels les orages, les coups de vents ou le verglas, que contre les perturbations électriques, comme un défaut triphasé au poste Chénier qui serait susceptible d'affecter la stabilité du réseau régional.

S.É./AQLPA ajoute que, si la ligne Chénier – Outaouais est acceptable sur le plan technique, elle offre une sécurité d'alimentation moindre que les deux autres solutions. La

construction de la nouvelle ligne biterne dans la même emprise que la ligne actuelle Chénier – Vignan offre un avantage économique certain, mais au détriment de la fiabilité et de la sécurité d'alimentation de la région.

Par contre, le GRAME, d'accord avec le Transporteur, minimise l'avantage que pourraient procurer les solutions avec un corridor différent. Il souligne que la nouvelle ligne sera érigée avec des nouvelles normes pour pallier aux contraintes du verglas. Il note, de plus, que la variante Grand-Brulé Est utilise une partie du corridor de la ligne actuelle sur 30 % de sa longueur et conclut que le risque pour des phénomènes naturels est à peu près du même niveau pour les trois scénarios.

Par ailleurs, S.É./AQLPA examine une solution consistant à ajouter de la compensation série sur la ligne existante et conclut que l'ajout de compensation série jusqu'à 50 %, avec des compensateurs statiques pour assurer le soutien de tension et de stabilité régionale, est une solution acceptable. Il est d'avis que le Transporteur aurait dû documenter cette solution au lieu de l'écarter à première vue.

De son côté, le GRAME est d'avis que cette solution pourrait être intéressante dans l'éventualité où aucune construction additionnelle de ligne ne serait possible ou que les coûts d'une nouvelle ligne seraient trop élevés. Il ajoute cependant que, dans ce cas, il faudrait faire les travaux requis pour rendre la ligne conforme aux nouvelles normes et que l'ajout de compensation série au-delà de 40 % n'est généralement pas conseillé. Par contre, il partage l'avis de S.É./AQLPA selon lequel cette solution aurait dû être envisagée et quantifiée.

Dans sa réplique, le Transporteur souligne que la question des corridors séparés pour les lignes d'alimentation du poste de l'Outaouais est un faux problème puisque, du point de vue technique, il n'y a pas d'avantage à favoriser des corridors séparés pour le Projet. En effet, il mentionne que cette question s'applique plus aux grands axes du réseau, comme ceux venant de la Baie-James. Il rappelle aussi que les critères de conception des lignes du Transporteur ne sont plus ceux qui étaient en vigueur avant le verglas de 1998 et que la conception de la nouvelle ligne Chénier – Outaouais est d'une robustesse qui ne se compare pas à celle de la ligne Chénier – Vignan actuelle. Il conclut que la question des corridors séparés soulevée par S.É./AQLPA n'apporte aucun élément susceptible d'influencer la prise de décision dans le choix d'une variante de ligne pour le projet actuel.

Par ailleurs, selon le Transporteur, le scénario de compensation série pour la ligne actuelle Chénier – Vignan mentionné par S.É./AQLPA serait le plus dispendieux à cause du coût des pertes électriques différentielles. En effet, ce différentiel serait cinq fois plus élevé que celui

de la variante retenue, de sorte que le coût total de ce scénario serait d'environ 320 M\$, soit près de 120 M\$ de plus que la variante retenue. Il ajoute que le coût de ce scénario pourrait même atteindre 460 M\$, soit environ 260 M\$ plus cher, avec un FU global de 65 %.

Le Transporteur ajoute que ce scénario ne permet pas de fournir le service ferme demandé par le Producteur, car la ligne Chénier – Vignan ne possède pas la capacité pour alimenter la région de l'Outaouais et l'interconnexion dans toutes les conditions d'exploitation.

La Régie est d'avis que la variante proposée par le Transporteur est acceptable sur le plan technique et que les deux autres variantes de lignes ne présentent pas d'avantage marqué du seul fait qu'elles empruntent des nouveaux corridors. De l'avis de la Régie, la solution proposée par le Transporteur est équivalente, car la nouvelle ligne sera construite en respectant des critères de charge très sévères et plus élevés que ceux de la ligne actuelle. Par ailleurs, elle rejette la proposition de S.É./AQLPA, ne jugeant pas justifié de procéder à un examen plus approfondi d'un scénario de compensation série sur la ligne Chénier – Vignan.

4.4 ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIAUX

Le Transporteur souligne que les aspects sociaux et environnementaux sont particulièrement importants dans le choix des solutions eu égard au Projet¹⁰. Il confirme par la suite que l'évaluation économique des trois solutions prend en compte les coûts d'acquisition des servitudes. À ce sujet, le tracé de la ligne Chénier – Outaouais est favorisé par rapport aux deux autres solutions puisqu'il se situe entièrement à l'intérieur d'une servitude déjà acquise par Hydro-Québec. Par contre, les mesures de mitigation et de compensation à mettre en œuvre pour minimiser les impacts ne sont évaluées que pour la solution retenue¹¹.

Le Transporteur dépose aussi « *L'Étude de variantes de lignes à 315 kV pour le renforcement de l'interconnexion de l'Outaouais* »¹². Ce document constitue une étude de corridors de lignes qui est régulièrement utilisée pour des fins de comparaison aux plans technique, environnemental et social d'un projet comme celui présenté par le Transporteur¹³.

¹⁰ Pièce B-1-HQT-4, document 1, page 5.

¹¹ Pièce B-3-HQT-12, document 1, page 15.

¹² Pièce B-5-HQT-13, document 1, annexe B.

¹³ Pièce B-3-HQT-12, document 1, page 15.

Enjeux environnementaux

Le Transporteur indique que, du point de vue environnemental, et plus particulièrement en ce qui a trait au milieu naturel, la variante Chénier – Outaouais s'avère la plus avantageuse des trois variantes étudiées. De fait, elle requiert beaucoup moins de déboisement que les deux autres variantes et évite l'ouverture d'une nouvelle emprise sur le territoire. C'est aussi celle qui a le moins d'impacts sur le paysage, puisqu'elle est jumelée à des lignes existantes sur l'ensemble de son parcours¹⁴. Enfin, cette variante profite d'accès existants, dont ceux utilisés lors de la construction de la ligne actuelle, un avantage non négligeable qui facilite la construction tout en réduisant l'empreinte sur le territoire¹⁵.

L'AIEQ conclut que cette variante présente un moindre impact sur le milieu naturel. Elle conclut également que l'impact sur le milieu humain de cette variante se compare à celui de la variante Grand-Brûlé Est, mais qu'il est largement compensé par le fait que la ligne utilise une emprise existante, réduisant ainsi l'impact sur le paysage.

L'AIEQ analyse aussi les opportunités d'affaires que représente le marché de l'électricité de l'Ontario et ajoute que ces exportations auront aussi pour effet de substituer des combustibles fossiles, tout en réduisant les gaz à effet de serre et autres polluants émis par les réseaux voisins¹⁶.

Le GRAME a estimé le potentiel de substitution de la production d'électricité à partir du charbon en Ontario et conclut qu'il y a un avantage environnemental à l'exportation d'énergie renouvelable vers cette province. Il soutient que le Projet s'inscrit dans un contexte de commercialisation et d'échanges avec l'Ontario, de développement durable, de même que dans une démarche de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ce que le GRAME favorise¹⁷.

Il est aussi d'avis que le choix de la variante Grand-Brûlé Est pourrait causer un retard dans la mise en service du nouveau réseau. Ce retard entraînerait des pertes de revenus pour le Producteur et le Transporteur, en limitant les possibilités d'exportation vers l'Ontario et en réduisant d'autant le potentiel de substitution d'énergie polluante durant ce délai.

¹⁴ Pièce B-5-HQT-13, document 1, page 8.

¹⁵ Pièce B-5-HQT-13, document 1, annexe B, page 22.

¹⁶ Pièce C-1.5-AIEQ, page 20.

¹⁷ Pièce C-4.7-GRAME, page 14.

Acceptabilité sociale

Le Transporteur explique que, lors des études d'avant-projet de la variante Chénier – Outaouais, des rumeurs concernant la relance possible du projet Grand-Brulé – Vignau ont rapidement suscité des réactions dans la région. L'étude des variantes qu'il a déposée contient d'ailleurs huit résolutions municipales opposant une fin de non-recevoir à la relance du projet Grand-Brulé – Vignau, dont celle de la MRC des Laurentides¹⁸. Le Transporteur précise en outre que la variante Grand-Brulé Est n'est pas conforme au schéma d'aménagement de la MRC de Papineau¹⁹.

Le Transporteur décrit les étapes du programme de participation publique élaboré par Hydro-Québec Équipement lors de la préparation du Projet en 2007. Plus de 26 rencontres ont été organisées auprès de différents publics concernés dans une première étape. Par la suite, un suivi par téléphone et par écrit a été réalisé, des nouvelles rencontres ou des séances de « portes ouvertes » ont aussi été organisées. Les préoccupations du milieu ont pu être prises en compte dans l'élaboration du Projet et le fait que la nouvelle ligne soit construite dans une emprise existante a été accueilli favorablement. Le Transporteur souligne que la justification du Projet n'a pas été remise en cause et que les différents publics consultés ne s'y sont pas opposés²⁰. Il insiste sur le fait que, pour le Projet, l'acceptabilité sociale est d'une grande importance et que le tracé Chénier – Outaouais semble de loin le plus susceptible d'être accueilli favorablement par les communautés concernées²¹.

L'AIEQ appuie la position du Transporteur. Le GRAME, dans son analyse comparative des variantes sur les plans environnemental et social, conclut que la variante Chénier – Outaouais est certainement la plus réaliste. Elle permettra d'éviter tout retard et l'accroissement des revenus additionnels du Transporteur devrait compenser pour le coût des pertes différentielles²².

Intérêt public et perspective de développement durable

Le Transporteur soutient que la construction de l'interconnexion avec l'Ontario de 1 250 MW, autorisée par le décret 1450-2000 doit être présumée d'intérêt public. Il est

¹⁸ Pièce B-5-HQT-13, document I, page 8 et annexe B, pages 26 et suivantes.

¹⁹ Pièce B-5-HQT-13, document I, annexe B, page 24.

²⁰ Pièce B-9-HQT-15, document I, pages 10 à 13.

²¹ Pièce B-5-HQT-13, document I, annexe B, page 21.

²² Pièce C-4.7-GRAME, pages 37 à 50.

d'avis qu'il en est de même pour le Projet qui est complémentaire et qui permettra notamment d'assurer la pleine capacité de cette interconnexion²³.

Pour sa part, sur la base d'une analyse technico-économique, S.É./AQLPA recommande à la Régie d'autoriser le Projet, mais à la condition que le Transporteur le modifie suivant la variante Grand-Brulé Est²⁴. Subsidiairement, il recommande que la Régie autorise le Projet selon la variante Chénier – Outaouais, dans l'éventualité où le Transporteur n'obtiendrait pas les autres autorisations requises quant à la variante Grand-Brulé Est.

À cet égard, l'intervenant indique être conscient de la crainte du Transporteur quant à l'accueil local de cette dernière variante et quant à sa capacité d'obtenir les autorisations environnementales requises, mais il soumet ce qui suit :

« Il n'appartient toutefois pas à la Régie de l'énergie de se substituer d'avance au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), au ministre du Développement Durable, de l'environnement et des Parcs du Québec et aux instances municipales et régionales, en rendant, en leur lieu et place, des avis ou des décisions quant à l'acceptabilité environnementale locale ou sociale de la variante Grand-Brûlé-Est du présent projet. »²⁵

En réplique, le Transporteur rappelle qu'en juillet 2001, suivant les recommandations du BAPE, le Conseil des ministres a refusé d'autoriser le projet Grand-Brûlé – Vignan. Le Transporteur soumet que cette décision, d'intérêt public, doit être prise en compte par la Régie²⁶.

Il questionne également la façon dont S.É./AQLPA peut concilier sa « prise en compte de l'intérêt public et du développement durable » et sa recommandation de privilégier le scénario Grand-Brûlé Est, massivement rejeté par les municipalités de la MRC des Laurentides. Il s'étonne que l'intervenant appuie une variante qui n'est pas la plus avantageuse au point de vue environnemental²⁷.

Enfin, le Transporteur soumet avoir déposé une preuve conforme au cadre réglementaire de la Régie.

²³ Pièce B-18, réplique du Transporteur, page 2.

²⁴ Pièce C-5-11-S.É./AQLPA, pages 7 et 8.

²⁵ Pièce C-5-11-S.É./AQLPA, page 7.

²⁶ Pièce B-18, réplique du Transporteur, page 7.

²⁷ Pièce B-18, réplique du Transporteur, pages 7 et 17.

Conclusion

La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Transporteur sur l'étude comparative des corridors de lignes sur les plans économique, technique, ainsi que sur les aspects environnementaux et sociaux.

La Régie considère justifié le choix de la variante Chénier – Outaouais retenue par le Transporteur pour le Projet. Celle-ci semble la seule susceptible d'être accueillie favorablement par la communauté. La poursuite du Projet selon la variante Grand-Brûlé Est serait probablement vouée à l'échec ou, pour le moins, sensiblement retardée. À l'instar de trois intervenants, la Régie est d'avis que la capacité d'exportation avec l'Ontario doit être améliorée²⁸ et que le Projet comporte des opportunités d'affaires²⁹ et des avantages environnementaux, en particulier concernant les émissions de gaz à effet de serre³⁰.

La Régie est donc d'avis que le Projet est d'intérêt public et s'inscrit favorablement dans une perspective de développement durable, qu'elle prend en considération en vertu de l'article 5 de la Loi.

Ce faisant, contrairement à ce que S.É./AQLPA laisse entendre, la Régie ne se substitue pas aux autres autorités dont l'autorisation est requise pour la réalisation du Projet et qui procéderont à l'examen de celui-ci dans le cadre et selon les exigences prévus aux lois et règlements en vertu desquels elles exercent leurs fonctions respectives. La Régie rejette en conséquence la recommandation de S.É./AQLPA concernant la variante Grand-Brûlé Est.

5. COÛTS DU PROJET

Les coûts estimés du Projet sont résumés au tableau ci-après³¹. Le Transporteur précise toutefois que, compte tenu du fait que les travaux reliés au Projet s'étalent jusqu'en 2010, certaines activités d'avant-projet ne sont pas entièrement complétées.

²⁸ Pièce C-2.3-AQCIE-CIFQ, page 2.

²⁹ Pièce C-1.5-AIEQ, page 23.

³⁰ Pièce C-4.7-GRAME, page 14.

³¹ Extraits de la pièce B-1-HQT-6, document 1, tableau 1, page 6.

Description	M\$ de réalisation
Volet Lignes : - Ligne Chénier – Outaouais	140,3
Volet Postes : - Boucle de Montréal - Poste de l’Outaouais (Phase II) - Poste Chénier – Croissance - Poste Chénier – Amélioration	5,0 18,0 49,6 1,2
Total :	73,8
Total	214,1

Le coût total de 214,1 M\$ en dollars de réalisation exclut le coût des installations de télécommunication évalué à 2,8 M\$, ces actifs n’étant pas réglementés au moment du dépôt du dossier.

La Régie juge satisfaisants les renseignements fournis par le Transporteur quant aux coûts associés au Projet, pour un montant total de 214,1 M\$. Concernant les actifs de télécommunication, le Transporteur devra justifier le montant attribuable au Projet au moment de son inclusion dans la base de tarification³².

La Régie demande au Transporteur de présenter les coûts prévus et réels complets du Projet, dans ses rapports annuels et au moment de l’inclusion des coûts du Projet dans la base de tarification.

6. FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE ET IMPACT TARIFAIRE

Le Projet s’inscrit dans la catégorie d’investissements « Croissance des besoins de la clientèle », dans le cadre des investissements générant des revenus additionnels afin de répondre à la demande de service de transport à long terme du Producteur.

Le Transporteur soutient que la faisabilité économique est assurée par le fait que des besoins additionnels de transport relatif au Projet seront ajoutés aux besoins actuels de transport. Il

³² Décision D-2008-019, dossier R-3640-2007, 15 février 2008.

souligne qu'en conséquence, les coûts du Projet seront récupérés à partir des revenus requis du Transporteur et des tarifs de transport correspondants, jusqu'à concurrence du montant maximal pour les ajouts au réseau³³. À cet effet, le Producteur a signé une convention de service de transport ferme à long terme de 1 250 MW d'une durée de 50 ans.

Bien que la présente demande d'autorisation porte sur le Projet, c'est-à-dire les travaux de construction de la ligne à 315 kV Chénier – Outaouais, l'impact tarifaire a été établi à partir de l'ensemble des coûts associés au Projet, soit : ceux du Projet lui-même ainsi que ceux de l'interconnexion de 1 250 MW avec l'Ontario et des infrastructures connexes déjà approuvés par le décret 1450-2000.

En tenant compte des besoins additionnels de transport relatifs au Projet, les besoins de transport augmenteront jusqu'à 37 656 MW, par rapport aux 36 341 MW qui ont servi à établir le tarif de transport de 70,82 \$/kW applicable au 1^{er} janvier 2007.

La Régie est satisfaite de la faisabilité économique du présent Projet qui, selon les hypothèses retenues par le Transporteur sur l'horizon 2009-2030, ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse par rapport au tarif actuel. Il en est de même de son impact tarifaire sur un horizon de 40 ans.

L'examen du présent dossier soulève cependant un questionnement plus général relatif aux revenus additionnels devant couvrir les investissements additionnels reliés aux nouvelles interconnexions. En ce qui concerne ce questionnement, le Transporteur précise que :

« [...] la réservation de transport ferme de point à point à long terme d'Hydro-Québec Production (le "Producteur") pour la nouvelle interconnexion de 1 250 MW avec l'Ontario assure au Transporteur des revenus pendant une période de 50 ans. Le Producteur n'aurait pu faire une telle réservation de 1 250 MW si la nouvelle interconnexion, qui est le seul chemin permettant de transiter une telle capacité vers l'Ontario, n'avait pas été construite. D'autre part, le Transporteur mentionne qu'aucune réservation à long terme n'a été faite sur les interconnexions existantes vers l'Ontario. Celles-ci ne sont utilisées que pour des transactions de court terme et les revenus de transport qui leur sont associés sont donc minimaux.

Par ailleurs, le Transporteur est d'avis que la mise en service de la nouvelle interconnexion avec l'Ontario et de la ligne à 315 kV Chénier-Outaouais

³³ Pièce B-1-HQT-7, document 1, page 5.

proposée n'aura pas pour résultante de neutraliser la capacité d'exportation des interconnexions existantes. En effet, des transactions simultanées sur les différentes interconnexions pourront continuer d'être réalisées. »³⁴

La Régie est d'avis que le Transporteur percevra les revenus de service de point à point à long terme découlant de la convention signée avec le Producteur qui couvriront l'investissement additionnel relié à cette interconnexion. Cependant, elle n'est pas convaincue que ces revenus seront, dans leur totalité, des revenus additionnels car elle considère possible qu'il y ait un transfert de revenus de point à point des autres interconnexions vers la nouvelle interconnexion avec l'Ontario.

La Régie veut s'assurer, qu'en plus des revenus découlant de la convention signée avec le Producteur pour le Projet, les engagements de réservation de service de point à point pris depuis 2002 produiront les revenus anticipés pour couvrir les coûts des raccordements de centrales.

De la même façon, dans le cas où de nouvelles capacités de production doivent être raccordées au réseau, les revenus additionnels en découlant devront couvrir les coûts de raccordement de celles-ci par le biais d'engagements spécifiques et additionnels aux engagements existants, en particulier celui relatif à la réservation de 1 250 MW sur la nouvelle interconnexion avec l'Ontario.

La Régie demande au Transporteur de présenter, lors des prochains dossiers tarifaires, un suivi des différents engagements et conventions d'achat de service de transport. La Régie considère que ce questionnement relatif aux revenus additionnels devant couvrir les investissements additionnels reliés aux nouvelles interconnexions devra être examiné lors d'un prochain dossier tarifaire.

7. CONCLUSION

La Régie est d'avis que le Projet est justifié puisque le renforcement du réseau est nécessaire, d'une part, pour assurer la pleine capacité de l'interconnexion et ainsi répondre à la demande de service de transport du Producteur vers l'Ontario et, d'autre part, pour améliorer la fiabilité du réseau.

³⁴ Pièce B-9-HQT-15, document 1, page 15.

La Régie, après analyse des différentes variantes sur les plans économique, technique, ainsi que sur les aspects environnementaux et sociaux, autorise le Projet, tel que proposé par le Transporteur.

Elle demande au Transporteur de présenter les coûts prévus et réels complets du Projet, dans ses rapports annuels et au moment de l'inclusion des coûts du Projet dans la base de tarification.

Pour ces motifs,

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*³⁵, notamment son article 73;

La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le Projet, le Transporteur ne pouvant apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable les coûts ou la rentabilité;

DEMANDE au Transporteur de soumettre, lors d'un prochain dossier tarifaire, une analyse permettant de traiter de la question du coût des pertes différentielles, découlant du choix d'une solution, exposée à la section 4.2 de la présente décision;

DEMANDE au Transporteur de présenter, lors des prochains dossiers tarifaires, un suivi des différents engagements et conventions d'achat de service de transport;

DEMANDE au Transporteur de présenter les coûts prévus et réels complets du Projet dans ses rapports annuels et au moment de l'inclusion des coûts du Projet dans la base de tarification.

Gilles Boulianne
Régisseur

³⁵ L.R.Q., c. R-6.01.

Représentants :

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE/CIFQ) représenté par M^c Pierre Pelletier;
- Énergie La Lièvre s.e.c. (ÉLL) représentée par M^c Paule Hamelin et M^c Pierre Legault;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^c Geneviève Paquet;
- Hydro-Québec représentée par M^c Carolina Rinfret;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^c Dominique Neuman.

