R-4188-2022

DEMANDE RELATIVE À L'INSTALLATION D'ÉQUIPEMENTS AU POSTE HERTEL ET À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 400 KV

MÉMOIRE DE L'AHQ-ARQ

Préparé par : Marcel Paul Raymond

13 juillet 2022

Table des matières

1. Introduction 3

2. Présentation des solutions 4

2.1. Solution 1 – Construction d'un convertisseur au poste Hertel et d'une ligne à 400 kV c.c. (50 km aérienne, 9 km enfouie) 4

2.2. Solution 2 – Construction d'un convertisseur au poste Hertel et d'une ligne à 400 kV c.c. entièrement enfouie (58 km) 5

2.3. Solution 3 – Construction d'une ligne à 735 kV aérienne (50 km), d'un nouveau poste convertisseur et d'une ligne à 400 kV c.c. enfouie (9 km) 5

2.4. Solution privilégiée (2B) 6

3. Détermination de la contribution réelle du Producteur 8

4. Pertes de transport 12

5. Conclusion 14

1. Introduction

Le 30 mars 2022, Hydro-Québec, dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur »), dépose à la Régie de l'énergie (la « Régie ») une demande afin d'obtenir l'autorisation d'installer un convertisseur au poste Hertel, de construire une ligne à 400 kV entre ce poste et la frontière du réseau du Transporteur avec l'État de New York et de réaliser les travaux connexes (le « Projet »), dont le coût total s'établit à 1 138,0 M$. Cette demande est présentée en vertu des articles 31 (5°) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») et des articles 1, 2 et 3 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*.

Le Transporteur indique que le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle » alors qu'il vise à répondre à une demande de service de transport ferme de point à point à long terme. La mise en service est prévue pour décembre 2025.

Dans ce mémoire, l'Association Hôtellerie Québec et l'Association Restauration Québec (l' « AHQ-ARQ ») examinent d'abord les solutions présentées, l'analyse économique qui les compare et la solution privilégiée par le Transporteur. Par la suite, elle veut s'assurer de la validité des montants qui seront éventuellement remboursés par le client du Projet étant donné que celui-ci exige la réalisation d'une solution non économique. Enfin, les pertes de transport découlant du Projet seront analysées.

Les recommandations de ce mémoire sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, l'AHQ-ARQ se réserve le droit de modifier ses recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Présentation des solutions

Le Transporteur a étudié trois solutions afin de fournir le service de transport de point à point demandé, tel que décrit ci-dessous[1].

Ce dernier a produit le tableau suivant pour montrer la comparaison économique des solutions envisagées[2] :

Tableau 3
Comparaison économique des solutions
(k$ actualisés 2022)

	Solution 1 (2027) Convertisseur au poste Hertel et ligne 400 kV aérienne et enfouie	Solution 2A (2027) Convertisseur au poste Hertel et ligne 400 kV entièrement enfouie	Solution 2B (2025) Convertisseur au poste Hertel et ligne 400 kV entièrement enfouie (solution retenue)	Solution 3 (2027) Ligne 735 kV aérienne, nouveau poste convertisseur et ligne 400 kV enfouie
Investissements	774 637	866 199	953 198	898 597
Réinvestissements	2 839	5 114	5 380	17 090
Valeurs résiduelles	-69 117	-36 482	-21 907	-96 839
Pertes électriques	15 575	6 017	6 408	0
Coûts d'exploitation et d'entretien	20 031	20 715	22 432	25 040
Taxe sur les services publics	58 004	61 300	67 502	67 927
Coûts globaux actualisés (CGA)	**801 969**	**922 863**	**1 033 013**	**911 815**

2.1. Solution 1 – Construction d'un convertisseur au poste Hertel et d'une ligne à 400 kV c.c. (50 km aérienne, 9 km enfouie)

Cette solution[3] constitue la solution la plus économique et représente la solution de référence du Transporteur. Cette solution consiste en l'installation d'un

[1] B-0019, pages 11 à 15.
[2] B-0019, page 15, tableau 3.

convertisseur de courant alternatif à courant continu au poste Hertel, raccordé à la section à 735 kV du poste. Une ligne à 400 kV à courant continu est construite depuis le poste Hertel jusqu'au point de traversée de la frontière canado-américaine situé dans la rivière Richelieu. Cette ligne est constituée de trois segments : un premier segment aérien sur une longueur d'environ 50 km, un second segment souterrain sur une longueur d'environ 7 km et un dernier segment sous-marin sur une longueur d'environ 2 km. Un poste aérosouterrain est également construit afin d'assurer la transition du segment aérien vers le segment souterrain.

2.2. Solution 2 – Construction d'un convertisseur au poste Hertel et d'une ligne à 400 kV c.c. entièrement enfouie (58 km)

La solution 2[4] prévoit l'installation d'un convertisseur de courant alternatif à courant continu au poste Hertel, raccordé à la section à 735 kV du poste, et la construction d'une ligne à 400 kV à courant continu. La solution 2 diffère de la solution 1 seulement par le fait que la ligne à 400 kV est enfouie sur toute sa longueur.

2.3. Solution 3 – Construction d'une ligne à 735 kV aérienne (50 km), d'un nouveau poste convertisseur et d'une ligne à 400 kV c.c. enfouie (9 km)

La solution 3[5] prévoit la construction d'une ligne à 735 kV à partir du poste Hertel jusqu'à un nouveau poste convertisseur 735 kV – 400 kV c.c. situé à environ 9 km du point d'interconnexion à la frontière. Une ligne à 400 kV enfouie (segments de 7 km souterrain et de 2 km sous-marin) est construite afin de raccorder le nouveau poste convertisseur au point d'interconnexion à la frontière.

[3] B-0019, page 12, section 4.1.
[4] B-0019, pages 12 et 13, section 4.2.
[5] B-0019, page 13, section 4.3.

Le Transporteur évalue une date de mise en service de la solution 3 au plus tôt en décembre 2027.

2.4. Solution privilégiée (2B)

La solution 3 n'a pas été retenue puisqu'elle n'est pas économique et il s'agit de la solution qui engendre le plus d'impacts environnementaux en raison notamment de la nécessité de construire un nouveau poste à 735 kV dans lequel serait installé le convertisseur. De plus, cette solution ne permet pas de respecter la date de mise en service souhaitée par le client du service de transport[6].

Même si la solution 1 est la plus économique, elle n'est pas retenue parce qu'elle ne permet pas de respecter la date de mise en service souhaitée par le client du service de transport, soit Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »). Ce dernier souhaite une mise en service en décembre 2025 alors que cette solution 1, selon l'estimation du Transporteur, ne peut être mise en service qu'en décembre 2027[7].

Le Transporteur explique l'impossibilité de réaliser cette solution 1 pour une mise en service en décembre 2025 principalement par le temps requis pour les démarches de consultation publique et pour l'obtention des autorisations gouvernementales[8]. Il n'est toutefois pas en mesure de fournir un calendrier détaillé démontrant que la solution 1 ne peut être mise en service qu'au plus tôt en décembre 2027[9]. Il ajoute aussi que cette solution 1 n'a pas fait l'objet de

[6] B-0019, page 13, lignes 16 à 20.
[7] B-0019, page 12, section 4.1.
[8] B-0015, pages 6 et 12; et B-0022, pages 9 et 10, réponse 4.1.
[9] B-0027, page 6, réponse 2.1.

consultations publiques contrairement à la solution 2 que le Producteur privilégie[10].

La solution 2B[11] n'est pas la plus économique, toutefois il s'agit de la seule solution qui permet une mise en service du projet prévue pour décembre 2025, comme demandé par le Producteur. Il est toutefois important de retenir que les coûts imputables à l'option souterraine sont assumés par ce dernier. Par ailleurs, le Transporteur indique que la solution 2 permet d'assurer une meilleure harmonisation avec le projet du côté américain (CHPE), puisque ce dernier prévoit la construction d'une ligne à courant continu entièrement enfouie (307 km sous l'eau et 238 km sous terre)[12].

L'AHQ-ARQ voudra s'assurer que les coûts imputables à la solution 2B qui sont en sus des coûts prévus de la solution de référence (la solution 1) seront calculés correctement en vue de leur remboursement par le Producteur. Cette préoccupation sera traitée dans le chapitre suivant.

[10] B-0027, pages 7 et 8, réponses 2.3 à 2.5.
[11] Voir tableau 3 plus haut.
[12] B-0019, page 13.

3. Détermination de la contribution réelle du Producteur

Le Transporteur indique que tous les coûts additionnels découlant de l'arrangement électrique privilégié (solution 2B) différent de la solution de référence du Transporteur (solution 1), incluant une majoration de 19 % pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau additionnels et majoré également selon les taux des taxes applicables seront entièrement aux frais du client, soit le Producteur dans le cas présent, comme prévu aux *Tarifs et conditions*[13].

On peut toutefois constater que cette exigence a un <u>effet nul</u> dans le contexte des prévisions actuelles des coûts des solutions 1 et 2B.

En effet, la contribution estimée du Producteur, avec les prévisions courantes des coûts, se situe à 231,5 M$ (1 138 M$ - 906,5 M$), soit le résultat du calcul défini ainsi[14] :

> « *Les coûts de la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle », de l'ordre de <u>1 138,0 M$</u>, sont liés à une demande de service de transport ferme de point à point à long terme, portant sur une livraison de 1 283 MW à la frontière visée par une convention de service d'une durée de vingt ans. Ces coûts sont supérieurs au montant maximal de <u>906,5 M$</u> (qui représente l'allocation maximale de 671 $/kW multipliée par 1 351 MW, soit 1 283 MW plus les pertes de transport de 5,3 %).* » (Nous soulignons)

Puisque le coût de la solution 1, présentement estimé par le Transporteur à 1 058 M$[15], est supérieur au montant maximal de 906,5 M$ estimé ci-dessus, il

[13] B-0019, page 13, note de bas de page no. 6.
[14] B-0019, page 19, lignes 21 à 26; voir aussi B-0005, annexe 1, article 8.5.
[15] B-0035, page 7, réponse 3.1.

n'influence pas la contribution du Producteur. Pour qu'il puisse l'influencer, le coût de la solution 1 devrait être inférieur à 906,5 M$ tel qu'illustré par le Transporteur en réponse à la demande de renseignements no. 3 de la Régie[16], ce qui est loin d'être le cas.

L'évaluation réelle de la contribution du Producteur

La contribution du Producteur, présentement estimée à 231,5 M$ tel qu'indiqué ci-dessus, sera éventuellement réévaluée en fonction des valeurs réelles, selon la méthode suivante[17] :

> « *3.1 Veuillez décrire, avec un exemple concret, comment seront calculés «* les coûts imputables à l'option souterraine *» dont il est question à la référence (i) et la contribution «* requise pour le coût de l'arrangement électrique différent demandé par le client *» dont il est question à la référence (ii). Veuillez notamment indiquer comment sera déterminé le montant des coûts de l'option non souterraine (par exemple, est-ce que ce seront les coûts prévus de la solution la moins chère?) et indiquer si les coûts réels imputables à l'option souterraine seront considérés.*
>
> ***Réponse :***
>
> ***Le calcul final de la contribution du client attribuable au choix de la solution souterraine sera effectué par le Transporteur à la mise en service du Projet, en considérant <u>l'écart entre les coûts réels du Projet et une mise à jour de l'évaluation des coûts de la composante « ligne » de la solution 1.</u>*** » (Nous soulignons)

À la suite d'une contestation par l'AHQ-ARQ qui considérait que cette réponse était incomplète, le Transporteur précise[18] :

[16] B-0035, pages 7 à 9, réponses 3.2 et 3.3.
[17] B-0027, page 9, demande 3.1.

> « *Le Transporteur a réalisé une estimation paramétrique de la solution 1 en fonction des paramètres économiques qui prévalaient au moment du dépôt de la demande d'autorisation. En ce qui a trait à la réponse à la question 3.1, cette estimation paramétrique sera révisée à la mise en service du Projet pour tenir compte de l'évolution réelle des taux d'inflation et des taux d'intérêt, ainsi que des coûts réels de la portion enfouie commune aux deux solutions.* » (Nous soulignons)

Le Transporteur ne définit toutefois pas plus longuement ce qu'il entend par une estimation paramétrique et, conséquemment, l'AHQ-ARQ est d'avis que les calculs réels de la contribution du Producteur devraient apparaître en détail dans les suivis des coûts du Projet dans le cadre des rapports annuels du Transporteur à la Régie[19].

L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger du Transporteur, dans le cadre des suivis de l'évolution des coûts du Projet lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, un calcul détaillé de la contribution du Producteur, comprenant notamment les coûts réels du Projet et l'estimation paramétrique révisée au moment de la mise en service du Projet avec toutes les hypothèses sous-jacentes.

Quelle version de l'allocation maximale devrait être utilisée?

Le 27 mai 2022, en suivi de la décision D-2022-063, le Transporteur déposait deux documents, soit les *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec - Application pour l'année 2021* et *Tarifs et conditions des services de*

[18] B-0032, page 3.
[19] B-0002, pages 2 et 3, paragraphe 12; et B-0019, page 19, section 5.2.

transport d'Hydro-Québec - Application pour l'année 2022[20]. Tel que mentionné dans le titre, ces deux versions doivent s'appliquer respectivement en 2021 et 2022. Or, à la section E de l'appendice J de chacun des documents, l'allocation maximale déterminée pour l'année 2021 est de 671 $/kW pour application en 2021 et de 610 $/kW pour application en 2022[21].

Puisque la Convention de service pour le service de transport ferme à long terme de point à point entre le Transporteur et le Producteur pour l'interconnexion Hertel-New York a été signée en mars 2022[22], l'AHQ-ARQ est d'avis que ce sont les Tarifs et conditions pour application en 2022 qui doivent s'appliquer avec la valeur d'allocation maximale de 610 $/kW, contrairement à ce que le Transporteur prétend en réponse à la demande de renseignements no. 1 de l'AQCIE-CIFQ[23]. Avec cette allocation maximale de 610 $/kW, le montant maximal passerait de 906,5 M$ à 824,1 M$ (610 $/kW x 1 351 MW) et la contribution du Producteur passerait de 231,5 M$ à 313,9 M$ (1 138,0 M$ - 824,1 M$).

Par conséquent, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il utilise la valeur applicable pour 2022 de 610 $/kW comme allocation maximale pour déterminer la contribution du Producteur dans le cadre du Projet.

[20] R-4167-2021, B-0233 et B-0234.
[21] Page 192 (PDF 194) de chacun des deux documents.
[22] B-0029, page 11, réponse 4.1.
[23] B-0029, page 11, réponses 4.1 et 4.2.

4. Pertes de transport

Le Transporteur a fourni le tableau suivant qui montre les pertes en puissance et en énergie entre le poste Hertel et le point de traversée de la frontière sous l'hypothèse d'un facteur d'utilisation de 95 % de la ligne d'interconnexion et un profil d'utilisation binaire[24].

Tableau R7.1
Pertes en puissance et en énergie dans la ligne de transport

	Scénario 1	Scénarios 2A et 2B	Scénario 3
Pertes en puissance (MW)	3,17	2,56	2,17
Pertes en puissance différentielles (MW)	1,00	0,39	0
Pertes annuelles en énergie (GWh)	26,4	21,3	18,1
Pertes annuelles en énergie différentielles (GWh)	8,3	3,2	0

Le Transporteur indique aussi que les pertes de transport en amont du poste Hertel seraient de l'ordre de 128 MW à la pointe et de 848 GWh en termes d'énergie annuelle[25], des quantités que l'AHQ-ARQ juge significatives.

Le Transporteur ajoute :

> « *D'ailleurs, le Transporteur souligne que la Régie a retenu* [note de bas de page omise] *une proposition de* <u>*suivi de la prévision de l'impact des projets sur les pertes de transports*</u>*. La Régie demande au Transporteur de déposer dans le cadre de ses prochains dossiers tarifaires,* <u>*une évaluation qualitative ou quantitative de l'impact de certains projets sur les pertes*</u>*. Le cas échéant, le Transporteur donnera lieu à ces évaluations.* » (Nous soulignons)

[24] B-0027, page 13, tableau R7.1.
[25] B-0022, pages 16 à 18, réponse 6.6.

L'AHQ-ARQ est d'avis que les pertes de transport découlant du Projet sont significatives et, par conséquent, elle recommande à la Régie d'exiger du Transporteur une évaluation <u>quantitative</u> de l'impact du Projet sur les pertes et ce, à la suite de la première année complète suivant la mise en service du Projet.

5. Conclusion

L'AHQ-ARQ demande à la Régie de donner effet à l'ensemble des propositions présentées dans le cadre du présent mémoire :

1. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger du Transporteur, dans le cadre des suivis de l'évolution des coûts du Projet lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, un calcul détaillé de la contribution du Producteur, comprenant notamment les coûts réels du Projet et l'estimation paramétrique révisée au moment de la mise en service du Projet avec toutes les hypothèses sous-jacentes.
2. L'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'exiger du Transporteur qu'il utilise la valeur applicable pour 2022 de 610 $/kW comme allocation maximale pour déterminer la contribution du Producteur dans le cadre du Projet.
3. L'AHQ-ARQ est d'avis que les pertes de transport découlant du Projet sont significatives et, par conséquent, elle recommande à la Régie d'exiger du Transporteur une évaluation quantitative de l'impact du Projet sur les pertes et ce, à la suite de la première année complète suivant la mise en service du Projet.