

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2023-085

R-4222-2023

04 juillet 2023

PRÉSENT :

Simon Turmel
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale et sur les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel

Demande d'autorisation du Transporteur relative à l'ajout d'un transformateur au poste de la Manicouagan et au remplacement de transformateurs au poste aux Outardes-2

Demanderesse :

**Hydro-Québec dans ses activités de transport
représentée par M^e Yves Fréchette.**

TABLE DES MATIÈRES

1.	DEMANDE.....	5
2.	CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE	7
3.	MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET	7
4.	DESCRIPTION DU PROJET.....	10
5.	JUSTIFICATION DU PROJET	11
6.	AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES.....	14
6.1	SOLUTION 1 – AJOUT D’UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE AU POSTE DE LA MANICOUAGAN	15
6.2	SOLUTION 2 – RACCORDEMENT DE LA CENTRALE AUX OUTARDES-3 AU POSTE AUX OUTARDES	15
6.3	ESTIMATION DES COÛTS DES SOLUTIONS ENVISAGÉES.....	16
7.	COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	18
8.	IMPACT TARIFAIRE.....	22
9.	ENGAGEMENTS CONTRACTUELS ET DROITS ACQUIS	23
10.	IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE	29
11.	LISTE DES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLIQUÉES AU PROJET.....	29
12.	OPINION DE LA RÉGIE.....	30
13.	DEMANDE D’ORDONNANCES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL	33
	DISPOSITIF :.....	36

1. DEMANDE

[1] Le 10 février 2023, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande (la Demande) afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'installer les actifs requis pour l'ajout d'un transformateur au poste de la Manicouagan et au remplacement de transformateurs au poste aux Outardes-2 (le Projet)¹. Cette demande est soumise en vertu des articles 31 (1) (5°) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (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*³ (le Règlement).

[2] Le Transporteur inclut dans sa preuve quatre documents qu'il dépose sous pli confidentiel⁴ :

- les schémas unifilaires relatifs au Projet;
- les taux d'inflation spécifiques ventilés par composante;
- les coûts annuels du Projet;
- les coûts détaillés du Projet.

Une version caviardée des taux d'inflation ventilés par composantes et une version caviardée des coûts détaillés du Projet sont également déposées⁵.

[3] Le Transporteur demande à la Régie de rendre des ordonnances de traitement confidentiel à l'égard de divers renseignements visés dans ces documents⁶, pour les motifs indiqués aux déclarations sous serment de représentants d'Hydro-Québec jointes à sa Demande⁷.

[4] Le Projet, d'un coût total de 92,5 M\$, s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Il vise à répondre à la demande d'intégration de puissance additionnelle à la centrale aux Outardes-2

¹ Pièce [B-0002](#).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2](#).

⁴ Respectivement les pièces B-0007, B-0008, B-0009 et B-0013, déposées sous pli confidentiel.

⁵ Pièces [B-0006](#), Annexe 5.1, p. 3 et [B-0031](#) (versions caviardées).

⁶ Pièce [B-0002](#), p. 2 et 3, par. 9 à 12 et conclusions recherchées.

⁷ Pièce [B-0002](#), p. 7 et suivantes.

d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), ainsi qu'à assurer la pérennité des installations au poste aux Outardes-2⁸.

[5] Le 24 février 2023, la Régie publie un avis aux personnes intéressées sur son site internet, indiquant qu'elle compte procéder à l'étude de la Demande par voie de consultation et invite les personnes intéressées à soumettre une demande d'intervention au dossier au plus tard le 10 mars 2023⁹. Elle demande également au Transporteur de publier cet avis sur son site internet¹⁰. Le 24 février 2023, le Transporteur confirme à la Régie cette publication¹¹.

[6] Aucune demande d'intervention n'a été soumise à la Régie.

[7] Le 13 mars 2023, la Régie transmet une lettre procédurale par laquelle elle fixe au 21 mars 2023 la date limite pour le dépôt des commentaires des personnes intéressées et au 28 mars 2023 celle pour la réponse du Transporteur à ces commentaires. Elle demande également au Transporteur de publier cette lettre sur son site internet¹². Le 14 mars 2023, le Transporteur confirme à la Régie cette publication¹³.

[8] La Régie n'a reçu aucun commentaire de personnes intéressées.

[9] Le 21 mars 2023, la Régie transmet sa demande de renseignements (DDR) n° 1 au Transporteur¹⁴, qui y répond le 11 avril 2023¹⁵. Il dépose sa réponse à la question 2.7 de cette DDR sous pli confidentiel¹⁶.

[10] Le 11 mai 2023, la Régie transmet sa DDR n° 2 au Transporteur¹⁷.

[11] Le 25 mai 2023, le Transporteur dépose ses réponses à la DDR n° 2 de la Régie¹⁸.

⁸ Pièce [B-0002](#), p. 2, par. 5 et 6.

⁹ Pièce [A-0003](#).

¹⁰ Pièce [A-0002](#).

¹¹ Pièce [B-0014](#).

¹² Pièce [A-0004](#).

¹³ Pièce [B-0017](#).

¹⁴ Pièces [A-0006](#) (version caviardée) et A-0007 (sous pli confidentiel).

¹⁵ Pièces [B-0020](#) (version caviardée) et B-0023 (sous pli confidentiel).

¹⁶ Pièce B-0021 (sous pli confidentiel).

¹⁷ Pièces [A-0009](#) (version caviardée) et A-0010 (sous pli confidentiel).

¹⁸ Pièces [B-0028](#) (version caviardée) et B-0027 (sous pli confidentiel).

[12] Ce même jour, la Régie entame son délibéré à l'égard de la demande d'autorisation requise pour la réalisation du Projet.

[13] Le 26 juin 2023, le Transporteur dépose la pièce B-0031, soit une version caviardée révisée de la pièce B-0010, par laquelle il rend publics certains des renseignements caviardés visés par sa demande d'ordonnance de traitement confidentiel relative à la pièce B-0013 et aux renseignements qu'elle contient, caviardés à la pièce B-0010. Le Transporteur précise que cette demande d'ordonnance doit être lue comme ne visant que les renseignements confidentiels tels que caviardés à la pièce B-0031¹⁹. La Régie prend en considération le dépôt de cette dernière pièce aux fins de sa décision sur cette demande d'ordonnance, à la section 13 de la présente décision.

[14] La présente décision porte sur la Demande afin d'obtenir l'autorisation requise pour la réalisation du Projet, ainsi que sur ses demandes d'ordonnances de traitement confidentiel visant certains documents et renseignements.

2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[15] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie autorise le Transporteur à réaliser le Projet tel que soumis.

3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

[16] La Demande est présentée en vertu des articles 31 (1) (5^o) et 73 de la Loi et du Règlement. Ce dernier stipule qu'une autorisation spécifique et préalable de la Régie est requise lorsque le coût global d'un projet du Transporteur est égal ou supérieur à 65 M\$.

¹⁹ Pièces [B-0029](#) et [B-0031](#) (version caviardée révisée). Compte tenu des précisions fournies par le Transporteur à la pièce B-0029, c'est à la pièce B-0031 que la Régie réfère, aux fins de son examen et de sa décision, lorsqu'il est fait référence à la pièce B-0010 dans la preuve du Transporteur.

[17] Le Transporteur souhaite obtenir l'autorisation de la Régie afin d'ajouter un transformateur au poste de la Manicouagan, de remplacer des transformateurs au poste aux Outardes-2 et de réaliser des travaux connexes²⁰.

[18] Le Projet vise à répondre à la demande d'intégration de puissance additionnelle, dans le cadre de la réfection de la centrale aux Outardes-2 du Producteur, tout en assurant la pérennité des installations au poste aux Outardes-2²¹.

[19] La centrale aux Outardes-2 a été mise en service en 1978. Située sur la rivière aux Outardes dans la région administrative de la Côte-Nord, elle est composée de trois groupes turbine-alternateur totalisant une puissance installée de 523 MW. En juin 2019, le Producteur a déposé une demande d'étude d'intégration de puissance additionnelle de 94 MW dans le cadre d'un projet de réfection de la centrale²².

[20] En date du 9 février 2023, une « *Entente de raccordement pour l'accroissement de puissance d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec* » (l'Entente) a été signée entre le Transporteur et le Producteur. Le Transporteur dépose cette Entente²³ en suivi de la décision D-2020-146²⁴.

[21] L'article 6.1 de l'Entente précise que le Producteur se prévaut de son droit acquis aux conditions décrites à l'article 12A.2 i) et selon les modalités de l'article 44.2 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les Tarifs et conditions). Il prend un engagement afin que le Transporteur puisse recouvrer les coûts assumés dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » jusqu'à concurrence du montant maximal applicable, majorés des coûts d'exploitation et d'entretien ainsi que de la taxe sur les services publics²⁵.

²⁰ Pièce [B-0002](#), p. 2, par. 5.

²¹ Pièce [B-0004](#), p. 9.

²² Pièce [B-0004](#), p. 6.

²³ Pièce [B-0005](#), Annexe 1, « *Entente de raccordement pour l'accroissement de puissance d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec* » entre le Transporteur et le Producteur, signée le 9 février 2023.

²⁴ Dossier R-3888-2014, phase 2, décision [D-2020-146](#), p. 65, par. 250.

²⁵ Pièce [B-0004](#), p. 7.

Poste de la Manicouagan

[22] Le poste de la Manicouagan intègre la production des centrales Manic-2 et aux Outardes-3, ainsi que la puissance provenant du sous-réseau à 315 kV sur lequel est raccordée la centrale aux Outardes-2. Ce poste est composé de deux transformateurs de puissance à 735-315 kV de 1 650 MVA (T1 et T4). Il comprend également une phase de relève (T2), permettant de remplacer une autre phase en cas de bris d'une autre phase (une cuve monophasée de 550 MVA) ainsi qu'un transformateur T3 à 735-315 kV de 510 MVA (trois cuves monophasées de 170 MVA) actuellement hors service. La capacité ferme de transformation de 2 013 MVA du poste est insuffisante pour l'intégration de la puissance additionnelle de la centrale aux Outardes-2 demandée par le Producteur. Cette capacité est définie en considérant la capacité nominale des transformateurs de 1 650 MVA et en tenant compte d'un facteur de surcharge en hiver²⁶.

Poste aux Outardes-2

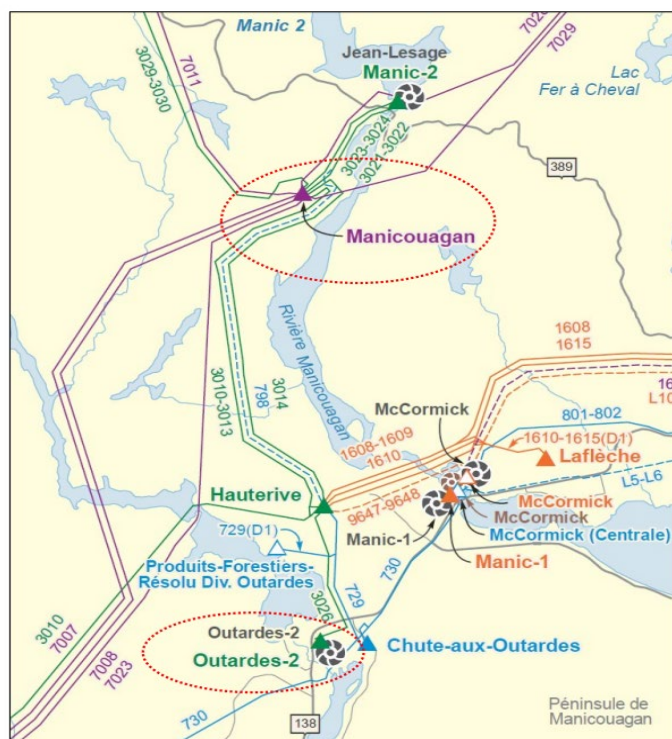
[23] Le poste aux Outardes-2 est le poste de départ de la centrale aux Outardes-2. Il est raccordé au réseau de transport principal par une ligne à 315 kV, ainsi qu'au poste de Hauterive, lui-même raccordé au poste de la Manicouagan par trois lignes à 315 kV. La production de la centrale aux Outardes-2 est intégrée au poste aux Outardes-2 par trois transformateurs élévateurs de tension à 13,8-315 kV de 170 MVA chacun. Chaque transformateur intègre la puissance d'un seul groupe turbine-alternateur. Ces transformateurs atteindront la fin de leur durée de vie utile, soit 50 ans, en 2027 et doivent être remplacés. De plus, ces transformateurs n'ont pas la capacité requise pour intégrer la puissance additionnelle des nouveaux groupes turbines-alternateurs du Producteur²⁷.

[24] La figure suivante présente l'emplacement géographique des postes de la Manicouagan et aux Outardes-2, ainsi que de la centrale aux Outardes-2 :

²⁶ Pièces [B-0004](#), p. 7 et [B-0020](#), p. 6, R2.1 et R2.2.

²⁷ Pièce [B-0004](#), p. 7.

FIGURE 1
EMPLACEMENT DES POSTES DE LA MANICOUAGAN ET AUX OUTARDES-2



Source : Pièce B-0004, p. 8, Figure 1.

4. DESCRIPTION DU PROJET

[25] Les travaux à réaliser dans le cadre du Projet se dérouleront aux postes de la Manicouagan et aux Outardes-2.

Poste de la Manicouagan

[26] Les travaux au poste de la Manicouagan consistent en l'ajout d'un transformateur de puissance à 735-315 kV de 1 650 MVA, d'un disjoncteur de barre à 735 kV et de trois inductances au neutre des transformateurs de puissance. La phase de relève en position T2 (cuve monophasée de 550 MVA) sera relocalisée dans le poste et conservée en réserve²⁸.

²⁸ Pièce B-0004, p. 9.

[27] En réponse à la DDR n° 1 de la Régie, le Transporteur précise que les inductances de neutre à ajouter auront une inductance de 17 mH et une capacité de 2 000 A²⁹.

[28] Le Projet comprend également les travaux connexes suivants³⁰ :

- l'ajout d'un centre de distribution extérieur (services auxiliaires);
- l'ajout de panneaux de services auxiliaires;
- le démantèlement du transformateur T3.

Poste aux Outardes-2

[29] Les travaux au poste aux Outardes-2 consistent au remplacement des trois transformateurs élévateurs à 13,8-315 kV³¹.

5. JUSTIFICATION DU PROJET

Poste de la Manicouagan

[30] Le Transporteur explique que l'ajout d'un troisième transformateur à 735-315 kV de 1 650 MVA est nécessaire afin de raccorder la puissance additionnelle générée par l'intégration de 94 MW additionnels à la centrale aux Outardes-2. En effet, il indique que, à la suite de l'intégration de puissance additionnelle, ses analyses ont démontré que la perte d'un transformateur provoquerait la surcharge du transformateur restant³².

[31] Le Transporteur est d'avis que seul un transformateur d'une puissance et d'une impédance semblable aux transformateurs existants peut être installé afin de pouvoir exploiter les trois transformateurs en parallèle et ainsi atteindre l'objectif escompté³³.

²⁹ Pièce [B-0020](#), p. 7, R2.5.

³⁰ Pièce [B-0004](#), p. 9.

³¹ Pièce [B-0004](#), p. 9.

³² Pièce [B-0004](#), p. 10.

³³ Pièce [B-0004](#), p. 10.

[32] Le Transporteur soumet que l'ajout du troisième transformateur de 1 650 MVA en position T2 implique le démantèlement du transformateur T3 de 510 MVA qui n'est plus requis et l'ajout d'un disjoncteur de barre à 735 kV afin d'éviter la perte de deux transformateurs suivant une contingence simple ou lors de travaux de maintenance³⁴.

[33] Le Transporteur précise également que l'ajout d'un troisième transformateur en parallèle induit une augmentation du niveau de court-circuit et provoque le dépassement de la capacité de coupure des disjoncteurs à 315 kV. Par conséquent, l'ajout d'inductances de neutre sur le nouveau transformateur ainsi que sur les deux transformateurs existants est nécessaire afin d'abaisser le niveau de court-circuit à un niveau acceptable³⁵, en limitant le courant de défaut monophasé à un niveau inférieur à la capacité de coupure des disjoncteurs. Le Transporteur ajoute que, dans la configuration actuelle du poste de la Manicouagan, le niveau de court-circuit est inférieur à la capacité de coupure des disjoncteurs et aucune inductance de neutre n'est donc requise³⁶.

[34] Par ailleurs, en réponse à la DDR n° 1 de la Régie, le Transporteur confirme que la capacité de 2 013 MVA du poste est la capacité ferme de transformation en hiver du poste de la Manicouagan³⁷. Il ajoute que c'est cette capacité qui est considérée pour le dimensionnement de la capacité de transformation d'un poste équipé de deux transformateurs de 1 650 MVA et qu'elle a été déterminée en appliquant un facteur de surcharge hivernal de 1,22, plutôt que de 1,1, puisque les transformateurs du poste de la Manicouagan ne sont pas visés par un cycle journalier de charge résidentielle³⁸.

[35] Le Transporteur explique également qu'à la suite de l'ajout du transformateur de puissance à 735-315 kV de 1 650 MVA, la capacité ferme de transformation en été et en hiver du poste de la Manicouagan seront respectivement de l'ordre de 3 300 MVA et de 4 026 MVA, sous réserve que les impédances des transformateurs puissent être légèrement différentes à la suite de l'ajout du troisième transformateur³⁹.

[36] En effet, le Transporteur explique que les impédances des transformateurs dépendent de leurs composantes internes qui sont assemblées à la construction de l'appareil. Le Transporteur spécifie l'impédance requise pour ses transformateurs, mais indique qu'il y a

³⁴ Pièce [B-0004](#), p. 11.

³⁵ Pièce [B-0004](#), p. 11.

³⁶ Pièce [B-0020](#), p. 7 et 8, R2.6.

³⁷ Pièce [B-0020](#), p. 6, R2.1.

³⁸ Pièce [B-0020](#), p. 6, R2.2.

³⁹ Pièce [B-0020](#), p. 7, R2.4.

une limite à la précision que les manufacturiers peuvent atteindre lors de la construction des équipements. Pour cette raison, une tolérance est spécifiée et les impédances réelles sont mesurées par des essais effectués pour chaque transformateur. Lorsque l'impédance réelle du futur transformateur sera connue, le Transporteur indique qu'il sera en mesure de mettre à jour le calcul de capacités fermes de transformation, si requis⁴⁰.

[37] De plus, le Transporteur mentionne que la capacité ferme de transformation en hiver de 2 804 MVA du poste de la Manicouagan figurant dans le document « *État de la transformation des postes du réseau de transport principale prévue à la pointe d'hiver 2020-2021 et à la pointe d'été 2021* » du dossier R-4167-2021⁴¹, n'est pas utilisée pour la planification du réseau. Il précise que cette capacité a été calculée avec un facteur de surcharge hivernal de 1,4. Il réitère que les facteurs de surcharge utilisés dans le contexte du document précité sont permis en condition d'urgence pour un temps limité seulement. Ils ne peuvent donc être utilisés pour la planification de la capacité d'un poste stratégique.

[38] En effet, le Transporteur indique que, bien qu'il soit possible d'opérer en urgence les transformateurs avec ces facteurs, cette situation fait en sorte que leur isolation est soumise à un vieillissement plus rapide que la normale. L'utilisation de ces facteurs pour dimensionner un poste résulterait donc en une sollicitation accrue des transformateurs des postes stratégiques, une diminution de leur durée de vie et une augmentation des risques de défaillances. À son avis, cette approche n'est pas acceptable pour planifier la capacité d'un poste stratégique⁴².

Poste aux Outardes-2

[39] Le Transporteur mentionne que la fin de durée de vie utile des trois transformateurs élévateurs à 13,8-315 kV de 170 MVA raccordant chacun la puissance d'un groupe turbine-alternateur sera atteinte en 2027, soit à la date de mise en service finale prévue du Projet. Leur remplacement est donc requis pour en assurer la pérennité. De plus, la puissance des transformateurs de 170 MVA est insuffisante pour raccorder la puissance additionnelle de la centrale aux Outardes-2. Les nouveaux transformateurs devront ainsi avoir une puissance de 205 MVA⁴³.

⁴⁰ Pièce [B-0020](#), p. 7, R2.4.

⁴¹ Dossier R-4167-2021, pièce [B-0069](#), p. 8, Tableau 1.

⁴² Pièce [B-0020](#), p. 6, R2.2.

⁴³ Pièce [B-0004](#), p. 11.

[40] Enfin, le Transporteur considère que le Projet est réalisable sur le plan technique, tant du point de vue de l'échéancier que du point de vue de l'exécution. L'avant-projet réalisé à ce jour a permis d'en confirmer la faisabilité et de préciser les contraintes de réalisation inhérentes au Projet⁴⁴.

[41] Le Transporteur présente le calendrier de réalisation des travaux dans le tableau suivant :

TABLEAU 1
CALENDRIER DE RÉALISATION DES TRAVAUX LIÉS AU PROJET

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Octobre 2021	Septembre 2022
Autorisation de la Régie	Janvier 2023	Juin 2023
Projet	Août 2023	Décembre 2027
Mises en service		
- Poste de la Manicouagan	-	Décembre 2025
- Poste aux Outardes-2 – T22		Décembre 2025
- Poste aux Outardes-2 – T21		Décembre 2026
- Poste aux Outardes-2 – T23		Décembre 2027

Source : Pièce [B-0004](#), p. 11, Tableau 2.

[42] Enfin, le Transporteur souligne qu'il n'a mené aucune activité d'information ou de consultation puisque les travaux en lien avec le Projet, entièrement effectués à l'intérieur des postes aux Outardes-2 et de la Manicouagan, ne sont pas susceptibles d'avoir des impacts ou de faire l'objet de préoccupations dans le milieu. De plus, aucune autorisation gouvernementale n'est exigée en vertu d'autres lois⁴⁵.

6. AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[43] Afin de répondre à la demande du Producteur et tout en considérant les aspects techniques, environnementaux et économiques, le Transporteur a étudié deux solutions et

⁴⁴ Pièce [B-0004](#), p. 11.

⁴⁵ Pièce [B-0004](#), p. 12.

précise que ces deux solutions requièrent le remplacement des transformateurs élévateurs de tension au poste aux Outardes-2⁴⁶ :

- Solution 1 : ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan;
- Solution 2 : raccordement de la centrale aux Outardes-3 au poste aux Outardes.

6.1 SOLUTION 1 – AJOUT D'UN TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE AU POSTE DE LA MANICOUAGAN

[44] Le Transporteur soumet que la solution 1 constitue la solution optimale retenue. Cette solution est décrite à la section 4. Il ajoute que cette solution est réaliste en regard de l'échéancier prévu pour le raccordement de la puissance additionnelle de la centrale aux Outardes-2⁴⁷.

6.2 SOLUTION 2 – RACCORDEMENT DE LA CENTRALE AUX OUTARDES-3 AU POSTE AUX OUTARDES

[45] Le Transporteur soumet que la solution 2 consiste à libérer de la capacité de transformation au poste de la Manicouagan en raccordant la centrale aux Outardes-3 au poste aux Outardes qui est plus près de la centrale. La centrale aux Outardes-3 est présentement raccordée au poste de la Manicouagan situé à environ 45 km. Le raccordement de la centrale aux Outardes-3 au poste aux Outardes par la construction d'une ligne de 25 km permettrait de libérer la capacité de transformation au poste de la Manicouagan requise pour acheminer la puissance additionnelle de la centrale aux Outardes-2. Cette solution impliquerait l'ajout d'un transformateur à 735-315 kV au poste aux Outardes⁴⁸.

[46] Le Transporteur fait valoir que la solution 2 implique des coûts globaux actualisés plus élevés que ceux de la solution 1. Par ailleurs, la construction d'une ligne de 25 km

⁴⁶ Pièce [B-0004](#), p. 12.

⁴⁷ Pièce [B-0004](#), p. 12.

⁴⁸ Pièce [B-0004](#), p. 12 et 13.

implique des délais additionnels par rapport à la solution 1. Pour ces raisons, il considère que la solution 2 doit être rejetée au profit de la solution 1⁴⁹.

6.3 ESTIMATION DES COÛTS DES SOLUTIONS ENVISAGÉES

[47] 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 électriques⁵⁰.

[48] Le Transporteur présente les principales caractéristiques de l'analyse économique qui a été réalisée sur une période de 44 ans, soit 40 ans après la mise en service des actifs du poste de la Manicouagan en 2025 et ses résultats⁵¹.

[49] Le Transporteur présente, comme suit, la comparaison économique des coûts globaux actualisés des solutions 1 et 2⁵² :

TABLEAU 2
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS 1 ET 2 (K\$ ACTUALISÉS 2022)

	Solution 1 Ajout d'un transformateur de puissance au poste de la Manicouagan	Solution 2 Raccordement de la centrale Outardes-3 au poste aux Outardes
Investissements	68 710	168 302
Réinvestissements	0	4 883
Valeurs résiduelles	(2 573)	(27 986)
Pertes électriques	20 621	Référence
Coûts d'exploitation et d'entretien	2 614	3 462
Taxes sur les services publics	4 690	12 937
Coûts globaux actualisés (CGA)	94 062	161 599

Source : Pièce [B-0004](#), p. 15, Tableau 3.

⁴⁹ Pièce [B-0004](#), p. 14.

⁵⁰ Pièce [B-0004](#), p. 14.

⁵¹ Pièces [B-0004](#), p. 14 et [B-0006](#), Annexe 4, p. 3 à 6.

⁵² Pièce [B-0004](#), p. 15.

[50] Selon le Transporteur, les résultats de l'analyse économique réalisée démontrent que le coût global actualisé de la solution 1 est le plus bas⁵³.

[51] La Régie constate en effet que le coût global actualisé de la solution 2 à 161,6 M\$ est de l'ordre de 70 % plus élevé que celui de la solution 1 à 94 M\$.

[52] En réponse à la DDR n° 2 de la Régie, le Transporteur souligne que les pertes électriques différentielles considérées dans l'analyse économique résultent de l'application de la formule polynomiale. Bien que les pertes différentielles en puissance indiquées à la pièce B-0006⁵⁴ soient de 3 MW, il précise que c'est plutôt la valeur de 2,7 MW qui a été utilisée dans ses calculs et que cette valeur obtenue par simulation représente les pertes électriques différentielles du scénario 1 par rapport au scénario 2 de référence dans l'analyse économique⁵⁵.

[53] Le Transporteur ajoute que les coûts des pertes en énergie et en puissance sont basés sur les coûts évités du Distributeur présentés dans le « *Plan d'approvisionnement 2023-2032* »⁵⁶ et que ces coûts sont indexés annuellement à 2 %⁵⁷.

[54] En conclusion, en suivi de la décision D-2020-041⁵⁸, la Régie retient que le calcul des pertes électriques considérées dans l'analyse économique résulte de la formule polynomiale et que c'est plutôt la valeur de 2,7 MW (valeur non arrondie) qui a été considérée dans les calculs du Transporteur comme pertes différentielles en puissance.

[55] Enfin, la Régie constate que les pertes électriques différentielles, estimées selon le Transporteur à 20,6 M\$ pour la solution 1 par rapport à la solution 2 de référence, ne représentent pas un facteur déterminant dans la comparaison des coûts globaux actualisés des solutions 1 et 2.

⁵³ Pièce [B-0004](#), p. 15.

⁵⁴ Pièce [B-0006](#), annexe 4, p. 3 à 6.

⁵⁵ Pièce [B-0028](#), p. 5, R2.1 et note de bas de page 2.

⁵⁶ Dossier R-4210-2022.

⁵⁷ Pièce [B-0028](#), p. 6, R2.2.

⁵⁸ Dossier R-4096-2019, décision [D-2020-041](#), p. 158, par. 616, al. 1.

7. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

Sommaire des coûts du Projet

[56] Le coût total du Projet s'élève à 92,5 M\$, et est associé aux catégories d'investissement « Croissance de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Aucun actif de télécommunication n'est relié à ce montant⁵⁹.

[57] Le Transporteur fait valoir que :

« le coût dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » s'élève à 61,4M\$ ce qui est supérieur au montant maximal du Projet (610 \$/kW x 94 MW = 57,3 M\$). Ainsi, le calcul de la contribution estimée du Producteur (4,1 M\$) correspond à la différence entre les coûts de cette catégorie et le montant maximal, majorée d'un montant de 19 % pour tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau. Par ailleurs, le Projet inclut le coût du poste de départ (1,0 M\$), qui est inférieur au montant maximal applicable à cet égard (83\$/kW x 94 MW = 7,8 M\$) »⁶⁰.

[58] Le Transporteur présente au tableau suivant la ventilation des coûts pour les phases avant-projet et Projet :

TABLEAU 3
COÛTS DES TRAVAUX AVANT-PROJET ET PROJET
(EN K\$ DE RÉALISATION)

		Total poste
Coûts de l'avant-projet		
Sous-total		655,4
Coûts du projet		
Ingénierie, approvisionnement et construction		83 090,0
Client		6 442,5
Frais financiers		2 341,0
Sous-total		91 873,5
TOTAL		92 528,9

⁵⁹ Pièce [B-0004](#), p. 15 et 18 à 20.

⁶⁰ Pièce [B-0004](#), p. 15 et note de bas de page 5 (« Les contributions maximales utilisées pour le calcul visant le poste de départ sont tirées des Tarifs et conditions, appendice J, section B, et l'allocation maximale provient de la section E, dans la version du 21 décembre 2022, approuvée par Régie dans la décision D-2022-157. Dans cette même décision, au par. 29, elle confirme que les dispositions de l'appendice J ne sont pas provisoires ».)

Source : Pièce [B-0004](#), p. 16, Tableau 4.

[59] Le Transporteur dépose les coûts détaillés et annuels sous pli confidentiel. Il dépose également une version caviardée de la pièce relative aux coûts détaillés⁶¹.

[60] Le Transporteur présente les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet pour la période 2023 à 2029 et utilisées pour l'établissement de son coût⁶². Ces taux proviennent des prévisions de juin 2022 d'Hydro-Québec, soit préalablement à l'autorisation du Projet par son conseil d'administration. La ventilation détaillée de ces taux par composante est déposée par le Transporteur sous pli confidentiel⁶³.

[61] En réponse à la DDR n° 1 de la Régie sur la différence entre le coût total du Projet et le coût du Projet anticipé dans le cadre du dossier tarifaire R-4167-2021⁶⁴, le Transporteur mentionne qu'elle s'explique, notamment, par le fait que la solution retenue dans le cadre du Projet ne requiert pas de nouvelle ligne et que les analyses visant le choix de la solution n'étaient pas finalisées au moment de la préparation du dossier tarifaire R-4167-2021 au printemps 2021⁶⁵.

[62] Le Transporteur précise qu'il a entrepris « *les activités d'ingénierie qui requièrent de lancer certains appels d'offres d'approvisionnement, afin de préciser des documents nécessaires à la conception des équipements* ». Ces appels d'offres ont dû être lancés en mars 2023 afin de réserver des pages chez les fabricants et assurer la date de mise en service du Projet⁶⁶.

[63] Enfin, le Transporteur mentionne que le coût total du Projet ne devra pas dépasser le montant autorisé par la Régie de plus de 15 %, auquel cas il devra obtenir une nouvelle autorisation de la direction d'Hydro-Québec. Le cas échéant, il 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 Régie⁶⁷.

⁶¹ Pièces B-0009 (sous pli confidentiel), B-0013 (sous pli confidentiel) et [B-0031](#) (version caviardée révisée).

⁶² Pièce [B-0004](#), p. 16, Tableau 5.

⁶³ Pièce B-0008 (sous pli confidentiel).

⁶⁴ Dossier R-4167-2021, pièce [B-0021](#), p. 31, Annexe 3.

⁶⁵ Pièce [B-0020](#), p. 10, R3.1.

⁶⁶ Pièce [B-0020](#), p. 3, R1.1.

⁶⁷ Pièce [B-0004](#), p. 18.

Coûts associés aux différentes catégories d'investissement

[64] Tel qu'indiqué précédemment, le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ».

[65] L'ajout d'un transformateur ainsi que les travaux connexes au poste de la Manicouagan contribuent distinctement à satisfaire un des objectifs du Projet, soit de permettre l'intégration de la puissance additionnelle à la centrale aux Outardes-2 demandée par le Producteur. La méthode d'attribution directe des coûts est donc utilisée afin d'associer les coûts de cette composante à la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle ».

[66] Quant aux travaux au poste aux Outardes-2, ils visent à satisfaire deux objectifs intégrés, soit de répondre à la demande du Producteur tout en assurant la pérennité du poste. La méthode utilisée pour valoriser les coûts à associer aux catégories « Maintien des actifs » et « Croissance des besoins de la clientèle » est donc la méthode séquentielle selon l'ordre établi conformément à l'article 12B des Tarifs et conditions. Le Transporteur illustre cette approche dans une représentation schématique présentée à la Figure 4 de la pièce B-0004⁶⁸.

[67] Les coûts de la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle », de l'ordre de 61,4 M\$ soit 66,4 % du coût total du Projet, sont requis pour répondre à une demande du Producteur pour accroître la puissance installée de la centrale aux Outardes-2. Ils correspondent à la totalité des coûts des travaux requis au poste de la Manicouagan (60,4 M\$) et à la différence de coûts engendrés par le remplacement des trois transformateurs du poste aux Outardes-2 par des transformateurs de plus grande capacité, soit 1 M\$⁶⁹.

[68] La Régie a questionné en DDR n° 2 le Transporteur sur les différences entre les caractéristiques d'un transformateur de 170 MVA et celles d'un transformateur de 205 MVA afin de justifier la différence de coût de 1 M\$ soumise pour le remplacement des transformateurs au poste aux Outardes-2. Le Transporteur a répondu à cette demande en fournissant des informations sous pli confidentiel⁷⁰.

⁶⁸ Pièce [B-0004](#), p. 19, Figure 4.

⁶⁹ Pièce [B-0004](#), p. 20.

⁷⁰ Pièce B-0027 (sous pli confidentiel), p. 4, R1.1

[69] **La Régie est satisfaite des explications fournies justifiant la différence de coût de 1 M\$ considérée pour le remplacement des trois transformateurs de 170 MVA par des transformateurs de 205 MVA au poste aux Outardes-2.**

[70] Les coûts de la catégorie « Maintien des actifs », de l'ordre de 31,1 M\$ soit 33,6 % du coût total du Projet, permettent d'assurer la pérennité des trois transformateurs élévateurs du poste aux Outardes-2 et correspondent au coût du remplacement des transformateurs de même capacité⁷¹.

Suivi des coûts du Projet

[71] Le Transporteur mentionne qu'il assurera un suivi étroit des coûts du Projet et que, suivant la pratique établie depuis la réglementation de ses activités, il fera état de leur évolution lors du dépôt de son rapport annuel à la Régie, si elle le requiert. Il présentera ainsi⁷² :

- le suivi des coûts du Projet, selon le niveau de détail des coûts présentés au Tableau 4 de sa pièce B-0004⁷³;
- le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous pli confidentiel, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la mise en service finale du Projet, selon le niveau de détail des coûts présentés au Tableau 1 de la pièce B-0013⁷⁴.

[72] Dans les deux cas, le Transporteur mentionne qu'il présentera également un suivi de l'échéancier du Projet et fournira, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des écarts d'échéances⁷⁵.

⁷¹ Pièce [B-0004](#), p. 20.

⁷² Pièce [B-0004](#), p. 20.

⁷³ Pièce [B-0004](#), p. 16, Tableau 4.

⁷⁴ Pièce B-0013 (sous pli confidentiel) et [B-0031](#) (version caviardée révisée) p. 5, Tableau 1.

⁷⁵ Pièce [B-0004](#), p. 20.

8. IMPACT TARIFAIRE

[73] Tel qu'indiqué précédemment, le Projet visé par la présente Demande s'inscrit dans les catégories d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien des actifs ». Les mises en service sont prévues pour les mois de décembre 2025, décembre 2026 et décembre 2027⁷⁶.

[74] Les ajouts au réseau de la catégorie d'investissement « Maintien des actifs » visent la qualité du service rendu par le Transporteur, en permettant de maintenir le bon fonctionnement du réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport. La Régie a indiqué dans sa décision D-2002-95 (page 297), qu'il est équitable que tous les clients contribuent au paiement de ces ajouts au réseau. Les coûts du Projet associés à cette catégorie sont de l'ordre de 31,1 M\$⁷⁷.

[75] Les coûts du Projet associés à la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » sont de l'ordre de 61,4 M\$, et liés à une demande d'intégration de la puissance additionnelle de 94 MW à la centrale aux Outardes-2. Ces coûts sont supérieurs au montant maximal de 57,3 M\$, lequel représente l'allocation maximale de 610 \$/kW multipliée par 94 MW. Par conséquent, une contribution estimée du Producteur de 4,1 M\$ est requise pour couvrir l'excédent. Le Transporteur précise que le montant final de la contribution sera déterminé en fonction des coûts réels à la mise en service du Projet⁷⁸.

[76] Le Transporteur indique que l'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte les coûts du Projet, nets de la contribution estimée du Producteur, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux coûts d'exploitation et d'entretien ainsi que de la puissance maximale à transporter relative au Projet de 94 MW. La contribution du Producteur sera majorée d'un montant de 19 % pour tenir compte des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau⁷⁹.

[77] L'impact tarifaire est présenté sur une période de 20 ans et sur une période de 40 ans, conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats présentés sur

⁷⁶ Pièce [B-0004](#), p. 21.

⁷⁷ Pièce [B-0004](#), p. 21.

⁷⁸ Pièce [B-0004](#), p. 21.

⁷⁹ Pièce [B-0004](#), p. 21, note de bas de page 11.

la période de 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet.

[78] L'impact annuel moyen du Projet sur les revenus requis est de 6,6 M\$ sur une période de 20 ans et de 4,8 M\$ sur une période de 40 ans, ce qui, selon le Transporteur, représente un impact à la marge de 0,2 % sur une période de 20 ans et de 0,1 % sur une période de 40 ans, par rapport aux revenus requis approuvés par la Régie pour l'année 2022⁸⁰.

[79] L'analyse de sensibilité présentée par le Transporteur porte l'impact tarifaire annuel moyen à 7,2 M\$ et à 5,3 M\$ respectivement sur des périodes de 20 ans et de 40 ans, selon l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % des coûts du Projet et du capital prospectif⁸¹.

[80] **La Régie est satisfaite des informations fournies en lien avec l'attribution des coûts du Projet selon les différentes catégories d'investissements à considérer dans le calcul de l'impact tarifaire du Projet, ainsi que de celles relatives à son impact tarifaire.**

9. ENGAGEMENTS CONTRACTUELS ET DROITS ACQUIS

Entente de raccordement

[81] Tel que présenté dans la preuve du Transporteur, le Projet permet de répondre à la demande que le Transporteur a reçue du Producteur pour un accroissement de puissance de 94 MW à la centrale aux Outardes-2 à raccorder à son réseau. Le Transporteur et le Producteur ont signé une Entente visant le raccordement de cet accroissement de puissance⁸², basée sur l'Entente-type de raccordement⁸³ ainsi que sur les Tarifs et

⁸⁰ Pièce [B-0004](#), p. 21.

⁸¹ Pièce [B-0006](#), Annexe 6, p. 4 et 6.

⁸² Pièce [B-0005](#), Annexe 1, « Entente de raccordement pour l'accroissement de puissance d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec » entre le Transporteur et le Producteur, signée le 9 février 2023.

⁸³ [Tarifs et conditions de service de transport d'Hydro-Québec](#) (en vigueur depuis le 8 décembre 2022), p. 31, article 12A.1.

conditions. Toutefois, le Transporteur indique que l'Entente a été adaptée en considérant que la centrale aux Outardes-2 est une centrale du Producteur.

[82] En suivi de la décision D-2020-146⁸⁴, le Transporteur dépose donc cette Entente et présente les distinctions entre l'Entente et l'Entente-type de raccordement⁸⁵. La Régie note que le Transporteur présente également la description sommaire des distinctions apportées à l'Entente.

[83] La Régie est satisfaite des informations fournies en suivi du paragraphe 250 de la décision D-2020-146 en lien avec l'Entente.

Droits acquis

[84] À l'article 6.1 de cette Entente, le Producteur prend un engagement afin que le Transporteur puisse recouvrer les coûts assumés dans la catégorie « Croissance des besoins de la clientèle » jusqu'à concurrence du montant maximal applicable de 57,3 M\$, majorés des coûts d'exploitation et d'entretien (CEE) ainsi que de la taxe sur les services publics (TSP). À cette fin, il se prévaut des droits acquis aux conditions décrites à l'article 12A.2 i) et selon les modalités de l'article 44.2 des Tarifs et conditions⁸⁶.

[85] En effet, dans la décision D-2017-102, la Régie a octroyé des droits acquis au Producteur comme suit :

« DÉCLARE que le Producteur a des droits acquis d'utiliser la valeur actualisée du solde non engagé des paiements à verser au Transporteur pendant la durée des Conventions pour satisfaire les engagements qu'il prendra relativement à la couverture des coûts qui seront encourus par le Transporteur pour d'éventuels projets de raccordement de centrales, y incluant des projets d'accroissement de puissance à des centrales existantes »⁸⁷.

[86] Par conséquent, le Producteur peut utiliser les revenus des trois conventions suivantes pour le service ferme de transport à long terme afin de couvrir les coûts des projets

⁸⁴ Dossier R-3888-2014, phase 2, décision [D-2020-146](#), p. 65, par. 250.

⁸⁵ Pièce [B-0006](#), annexe 1.1, p. 3 et 4, Tableau 1.

⁸⁶ Pièce [B-0006](#), Annexe 1.2, p. 3.

⁸⁷ Dossiers R-3959-2016 et R-3961-2016, décision [D-2017-102](#), p. 53, par. 166.

de raccordement de nouvelles centrales, y incluant des projets d'accroissement de puissance à des centrales existantes :

- la convention de service de transport ferme à long terme de point à point HQT-ON prenant effet en 2009 pour une période de 50 ans⁸⁸;
- les conventions de service de transport ferme à long terme de point à point HQT-MASS et HQT-NE prenant effet en 2009 pour une période de 35 ans chacune⁸⁹.

[87] Le Transporteur mentionne que les revenus provenant de ces trois conventions, depuis leur entrée en vigueur et jusqu'à la mise en service du Projet, contribuent à la couverture des coûts des projets antérieurs autorisés par la Régie. Malgré les coûts de ces projets antérieurs, les revenus futurs actualisés permettent de couvrir les coûts visés du Projet.

[88] Questionné en DDR n°1 de la Régie au sujet des projets antérieurs dont les coûts sont couverts par les trois conventions précitées, le Transporteur explique que les revenus provenant de ces conventions couvrent les coûts des projets suivants à compter de la première année de leur mise en service, soit :

- 2009 pour l'interconnexion avec l'Ontario;
- 2011 pour les centrales Bernard-Landry (Eastmain-1-A) et de la Sarcelle ainsi que les ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions MASS et NE;
- 2013 pour l'accroissement de puissance à la centrale Jean-Lesage;
- 2014 pour le complexe de la Romaine;
- 2021 pour la centrale Gabrielle-Bodis et la centrale Robert-A.-Boyd⁹⁰.

[89] Le Tableau suivant présente les coûts de ces projets selon l'article 12 A.2 i) ou selon l'appendice J des Tarifs et conditions:

⁸⁸ Pièce [B-0006](#), Annexe 1.2, p. 3, note de bas de page 4.

⁸⁹ Pièce [B-0006](#), Annexe 1.2, p. 4, note de bas de page 5.

⁹⁰ Pièce [B-0020](#), p. 14, R4.1.

TABLEAU 4
COÛTS DES PROJETS SELON L'ARTICLE 12 A.2 I) OU SELON L'APPENDICE J

	Puissance maximale à transporter	Coût total	Coût assumé par le Transporteur (excluant CEE et taxes)	Coûts d'exploitation et d'entretien (CEE)	TSP et Taxe sur le capital ³	Coût assumé par le Transporteur (incluant CEE et taxes)
			M\$	M\$	M\$	M\$
1 Interconnexion avec l'Ontario ^{1,4}	1316	616,5	616,5	92,5	25,1	734,1
2 Centrales Bernard-Landry (Eastmain-1-A) et de la Sarcelle ⁵	950	173,3	149,4	22,4	5,3	177,1
3 Ajouts et modifications pour l'utilisation de MASS et NE ^{1,4}	2530	98,2	98,2	14,7	3,4	116,3
4 Accroissement de puissance à la centrale Jean-Lesage ⁵	120	1,9	1,9	0,3	0,1	2,3
5 Complexe de la Romaine ^{2,5}	1550	1 947,6	923,8	138,6	36,7	1 099,1
6 Centrale Gabrielle-Bodis ^{2,5}	8	2,7	2,1	0,4	0,1	2,5
7 Centrale Robert-A.-Boyd ^{2,5}	1,5	1,2	1,0	0,2	0,0	1,2

Notes

- 1 MW majorés du taux de pertes.
- 2 Coûts actuels à mettre à jour selon le montant réel final.
- 3 Taxe sur le capital s'applique seulement à l'interconnexion avec l'Ontario puisque abolie depuis 2011.
- 4 Ajouts au réseau selon l'appendice J.
- 5 Engagement pris selon l'article 12A2. i).

[90] Le Transporteur soumet que le total des coûts des différents projets couverts par les revenus des trois conventions depuis leur entrée en vigueur jusqu'à la mise en service du Projet « *est de l'ordre de 2,2 G\$* »⁹¹.

[91] Le Transporteur précise que les paramètres utilisés pour le calcul de la valeur actualisée des paiements pour la durée restante de chacune des trois conventions HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE, soit le tarif de transport de 71,38 \$/kW/an, le coût moyen pondéré du capital prospectif de 4,675 % ainsi que le taux de pertes de transport de 5,2 %, ont été approuvés par la Régie. Le tarif est appliqué à la puissance indiquée à chaque convention, majorée du taux de pertes, ce qui permet ainsi de calculer les revenus annuels de chacune des trois conventions sur leur durée respective restante à compter de la première mise en service du Projet⁹².

[92] Le Tableau suivant présente les revenus annuels provenant des trois conventions à partir de la première mise en service du Projet en 2025 :

⁹¹ Pièce [B-0020](#), p. 16, R4.2.

⁹² Pièce [B-0020](#), p. 15, R4.2.

TABLEAU 5
REVENUS DES CONVENTIONS DE SERVICE
HQT-ON, HQT-MASS ET HQT-NE

Conventions de service	Années	Puissance (MW)	Taux de pertes ³	Tarif (\$/kW/an)	Revenus annuels (M\$)
HQT-ON	2025 ¹	104	5,2%	71,38	7,8
	2026 à 2058 ¹	1 250	5,2%	71,38	93,9
	2059	1 042	5,2%	71,38	78,2
HQT-MASS	2025 ¹	100	5,2%	71,38	7,5
	2026 à 2043 ¹	1 200	5,2%	71,38	90,1
	2044	600	5,2%	71,38	45,1
HQT-NE	2025 ¹	100	5,2%	71,38	7,5
	2026 à 2043 ¹	1 200	5,2%	71,38	90,1
	2044	600	5,2%	71,38	45,1
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²			4,675%		

¹ Année 2025 comprend le mois de décembre qui correspond à la première mise en service prévue. Pour cette année et les suivantes les revenus sont estimés en fonction d'un tarif de 71,38 \$/kW/an selon les valeurs approuvées par la Régie dans la décision D-2022-063 et maintenues dans la décision D-2022-157.

² Coût moyen pondéré du capital prospectif (CMPC) autorisé par la Régie dans la décision D-2022-053.

³ Taux de pertes spécifié à l'article 15.7 des *Tarifs et conditions* suivant la décision D-2022-157.

Source : Pièce [B-0020](#), p. 15, R4.2, Tableau R4.2.

[93] Ainsi, à compter de la première mise en service du Projet prévue en décembre 2025, la valeur totale actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée restante des conventions de service est de l'ordre de 1,6 G\$ pour HQT-ON, de 1,1 G\$ pour HQT-MASS et de 1,1 G\$ pour HQT-NE, pour un total de 3,8 G\$, sur la base des revenus annuels qu'il reçoit⁹³.

[94] Le Transporteur précise que l'approche présentée pour le Projet est cohérente, notamment, avec celle qu'il a présentée dans la demande relative au raccordement des centrales du complexe de la Romaine et acceptée par la Régie dans les décisions D-2011-083 et D-2011-083 Motifs⁹⁴.

[95] Tel qu'indiqué dans l'Entente⁹⁵, le Transporteur fait valoir que les coûts estimés pour l'engagement du Producteur pour le Projet d'accroissement de puissance à la centrale aux Outardes-2, incluant les CEE et la TSP, sont de 70,7 M\$ (soit 57,3 M\$ pour les coûts d'intégration, 10,9 M\$ pour les CEE et 2,5 M\$ pour la TSP), soit moins de 0,1 G\$. Par

⁹³ Pièce [B-0006](#), Annexe 1.2, p. 4.

⁹⁴ Pièce [B-0020](#), p. 16, R4.2 et dossier R-3757-2011, décision [D-2011-083 Motifs](#), p. 45 et 46, par. 77 à 79.

⁹⁵ Pièce [B-0005](#), Annexe 1.

conséquent, les revenus actualisés provenant des trois conventions, soit 3,8 G\$ pendant leur durée restante, sont suffisants pour couvrir les coûts visés du Projet⁹⁶.

[96] Le Transporteur démontre ainsi que la valeur actualisée des paiements à recevoir pour la durée restante des conventions de service HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE est suffisante afin de couvrir les coûts visés du Projet, « *sans égard à une priorité* » de ces trois conventions. En outre, le Transporteur ajoute que ces paiements sont aussi suffisants pour couvrir l'ensemble des coûts des engagements du Producteur pris selon l'article 12A.2 i) et les coûts des ajouts au réseau selon l'appendice J des Tarifs et conditions⁹⁷.

[97] La Régie est satisfaite des précisions apportées par le Transporteur démontrant que les revenus actualisés provenant des conventions de service HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE suffisent à couvrir les coûts visés du Projet, à partir de sa première mise en service en 2025, selon l'approche présentée découlant des droits acquis dont se prévaut le Producteur aux conditions décrites à l'article 12A.2 i) et selon les modalités de l'article 44.2 des Tarifs et conditions.

[98] Lors d'éventuels projets de raccordement de nouvelles centrales ou d'accroissement de puissance de centrales existantes, le cas échéant, le Transporteur compte présenter « *les informations requises afin de s'assurer que la couverture des coûts des projets par des revenus des conventions applicables respecte les conditions décrites à l'article 12A.2 i)* »⁹⁸.

[99] Dans une perspective d'allègement réglementaire, la Régie demande au Transporteur de fournir, dès le dépôt initial de la preuve, pour des projets de raccordement de nouvelles centrales du Producteur, y incluant des projets d'accroissement de puissance à des centrales existantes, les Tableaux 4 et 5 de la présente décision mis à jour, respectivement pour les projets et les paramètres de calcul des revenus actualisés générés par les trois conventions de service HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE, le cas échéant.

⁹⁶ Pièces [B-0006](#), Annexe 1.2, p. 4 et [B-0020](#), p. 16, R4.2.

⁹⁷ Pièce [B-0028](#), p. 9, R4.1.

⁹⁸ Pièce [B-0028](#), p. 9, R4.1.

10. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE

[100] Le Transporteur soumet que, dans le cadre du Projet, il doit s'assurer que la conception et l'exploitation de son réseau de transport respectent les critères et les normes en vigueur. De plus, toute exigence ou pratique que se donne l'entreprise doit être compatible avec les critères du *Northeast Power Coordinating Council, Inc.* (le NPCC) et de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC). L'application de critères de conception vise à assurer au réseau de transport une fiabilité adéquate qui réponde de façon cohérente aux besoins internes du Québec et aux exigences du NPCC et la NERC⁹⁹.

[101] Il souligne que le remplacement des transformateurs en fin de vie utile du poste aux Outardes-2 et l'ajout d'un transformateur au poste de la Manicouagan contribuent à assurer la fiabilité, la capacité et la continuité de service du réseau de transport.

[102] Selon le Transporteur, le Projet entraîne un impact positif sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle¹⁰⁰.

11. LISTE DES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES APPLIQUÉES AU PROJET

[103] Le Transporteur présente la liste des principales normes techniques appliquées au Projet qui se répertorient sous les différentes rubriques suivantes¹⁰¹ :

- caractéristiques électriques générales;
- exigences particulières de conception;
- exigences générales de conception;
- spécifications techniques normalisées et guides techniques;

⁹⁹ Pièce [B-0004](#), p. 22.

¹⁰⁰ Pièce [B-0004](#), p. 22.

¹⁰¹ Pièce [B-0006](#), Annexe 3, p. 3 à 5, rubriques 1 à 6.

- répertoire D4 du NPCC;
- normes de cybersécurité et de sécurité physique de la NERC.

[104] Par ailleurs, le Transporteur indique que, selon l'Entente, le Producteur doit faire en sorte que les nouveaux équipements de la centrale aux Outardes-2 soient conformes aux versions de juillet 2022 des exigences techniques pour la conception des nouveaux équipements, telles qu'énumérées dans l'Entente¹⁰². Le Transporteur mentionne que ces exigences s'adressent aux clients du Transporteur pour la conception de leurs installations et ne visent donc pas la conception du réseau de transport du Transporteur¹⁰³.

12. OPINION DE LA RÉGIE

[105] La Régie est satisfaite de l'ensemble de la preuve déposée au soutien de l'autorisation recherchée. Elle considère que l'information fournie par le Transporteur au soutien de la Demande satisfait aux exigences de l'article 73 de la Loi ainsi qu'à celles du Règlement.

[106] La Régie juge que le Projet est nécessaire à l'atteinte des objectifs visés, soit d'ajouter un transformateur au poste de la Manicouagan afin de permettre l'intégration d'une puissance additionnelle de 94 MW à la centrale aux Outardes-2 et de remplacer les transformateurs en fin de vie utile du poste aux Outardes-2 par des transformateurs de plus grande capacité, afin d'assurer la fiabilité, la capacité et la continuité de service du réseau de transport.

[107] La Régie reconnaît que la solution 1 retenue par le Transporteur est la solution optimale en ce qu'elle présente des coûts actualisés moins élevés que ceux de la solution 2 qui implique, de plus, des délais additionnels.

[108] La Régie est satisfaite des précisions apportées par le Transporteur au sujet du calcul de la capacité ferme de transformation du poste de la Manicouagan de 2 013 MVA,

¹⁰² Pièce [B-0005](#), Annexe 1, « Entente de raccordement pour l'accroissement de puissance d'une centrale raccordée au réseau d'Hydro-Québec » entre le Transporteur et le Producteur, signée le 9 février 2023, p. 27, Annexe II « Normes, guides, codes et exigences techniques applicables », section A.

¹⁰³ Pièce [B-0028](#), p. 7, R3.1.

correspondant à celle considérée pour le dimensionnement de la capacité de transformation d'un poste équipé de deux transformateurs de 1 650 MVA. Elle note l'application d'un facteur de surcharge hivernal de 1,22, plutôt que de 1,1, puisque les transformateurs du poste de la Manicouagan ne sont pas visés par un cycle journalier de charge résidentielle.

[109] La Régie juge également que les précisions apportées par le Transporteur permettent de mieux comprendre le rôle des inductances de neutre à ajouter dans le cadre du Projet aux transformateurs du poste de la Manicouagan.

[110] Par ailleurs, afin que le Transporteur puisse recouvrer la totalité des frais d'intégration qu'il assume, la Régie constate que le Producteur se prévaut de son droit acquis à l'engagement prévu au paragraphe i) de l'article 12A.2 et selon les modalités de l'article 44.2 des Tarifs et conditions, tel que spécifié à l'article 6.1 de l'Entente.

[111] Par conséquent, la Régie est d'avis que le Transporteur a démontré adéquatement que le Projet est nécessaire afin de répondre à la demande du Producteur, tout en assurant la pérennité des installations du Transporteur, et qu'il est conçu et sera réalisé selon les pratiques usuelles adoptées par Hydro-Québec et les critères de conception applicables. Ainsi, les investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable du réseau de transport.

[112] **Pour ces motifs, la Régie autorise la réalisation du Projet, tel que soumis, en vertu de l'article 73 de la Loi.**

[113] **Le Transporteur ne pourra cependant apporter au Projet, sans autorisation préalable de la Régie, quelque modification que ce soit qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature ou les coûts. La Régie réitère, à cet égard, les exigences formulées aux paragraphes 508 à 511 de sa décision D-2014-035¹⁰⁴ et aux paragraphes 364 à 366 de sa décision D-2017-021¹⁰⁵.**

[114] **Par ailleurs, la Régie prend acte de l'affirmation du Transporteur à l'effet qu'il s'efforcera à contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie et qu'il s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15 %.**

¹⁰⁴ Dossier R-3823-2012, décision [D-2014-035](#), p. 109, par. 508 à 511.

¹⁰⁵ Dossier R-3981-2016, décision [D-2017-021](#), p. 91, par. 364 à 366.

[115] **En ce qui a trait au suivi des coûts du Projet, la Régie ordonne au Transporteur de déposer publiquement le suivi des coûts présentés au Tableau 4 de la pièce B-0004¹⁰⁶, lors du dépôt de son rapport annuel.**

[116] **La Régie ordonne également au Transporteur de présenter, au même moment, le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous pli confidentiel, selon le même format et le même niveau de détail que ceux du Tableau 1 de la pièce B-0013¹⁰⁷, tel que prévu à la section 13 de la présente décision.**

[117] La Régie constate, à cet égard, que la version caviardée de ce tableau présente publiquement dans la colonne « Total Postes », le sous-total des coûts d'avant-projet, le sous-total des coûts du Projet, le coût pour la rubrique « Client », ainsi que le grand total des coûts.

[118] **La Régie ordonne au Transporteur que le suivi de ces montants totaux et sous-totaux soit également fourni publiquement dans le cadre de son rapport annuel, selon le format du Tableau 1 de la pièce B-0013¹⁰⁸.**

[119] **Pour chacun de ces suivis, la Régie demande au Transporteur de présenter également un suivi de l'échéancier du Projet et, le cas échéant, de fournir l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels ainsi que des écarts d'échéances, notamment, dans les dates de mises en service.**

¹⁰⁶ Pièce [B-0004](#), p. 16, Tableau 4.

¹⁰⁷ Pièces B-0013 (sous pli confidentiel) et [B-0031](#) (version caviardée révisée) p. 5, Tableau 1.

¹⁰⁸ Pièces B-0013 (sous pli confidentiel) et [B-0031](#) (version caviardée révisée) p. 5, Tableau 1.

13. DEMANDE D'ORDONNANCES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

[120] Conformément à l'article 30 de la Loi, le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus aux pièces figurant dans le Tableau 6 de la présente décision.

[121] Pour ce qui est des schémas unifilaires (pièce B-0007 et B-0021), le Transporteur dépose une déclaration sous serment¹⁰⁹ de monsieur Steve Blackburn¹¹⁰ qui affirme que ces renseignements sont d'ordre stratégique en ce qu'ils concernent les installations du Transporteur. Ces renseignements sont de la même nature que celle identifiée par la *Federal Energy Regulatory Commission* dans plusieurs de ses ordonnances et sujets aux mêmes risques de sécurité. De l'avis de monsieur Blackburn, la divulgation de ces renseignements faciliterait la localisation des installations, permettrait d'identifier leurs caractéristiques et pourrait compromettre la sécurité du réseau de transport. Il demande la reconnaissance du caractère confidentiel de ces renseignements sans restriction de durée.

[122] Quant aux coûts annuels et détaillés du Projet (pièces B-0009 et B-0013), la déclaration sous serment¹¹¹ de monsieur Mario Albert¹¹² indique que ces renseignements doivent demeurer confidentiels afin d'assurer une saine concurrence et un niveau de compétitivité optimal dans le cadre des stratégies d'approvisionnement du Transporteur. La divulgation de ces renseignements à des fournisseurs potentiels pourrait amoindrir la compétitivité pour l'obtention de biens et services de la meilleure qualité au moindre coût. Le Transporteur demande que ces renseignements soient maintenus confidentiels pour une durée d'une année suivant la mise en service du Projet.

[123] Madame Nada Duchesne¹¹³ indique dans sa déclaration sous serment¹¹⁴ que les renseignements relatifs aux taux d'inflation ventilés par composantes doivent être considérés confidentiels, comme la Régie l'a reconnu dans sa décision D-2022-003. Elle ajoute qu'Hydro-Québec a développé, pour les besoins d'estimation de ses projets, des « modèles types d'inflation par secteurs d'activité (réfection, nouveaux aménagements,

¹⁰⁹ Pièce [B-0025](#).

¹¹⁰ Chef – Conception et évolution du système énergétique, direction – Conception intégration et Optimisation SE, Hydro-Québec.

¹¹¹ Pièce [B-0002](#), p. 8 à 12.

¹¹² Directeur principal – Approvisionnement stratégique, Hydro-Québec.

¹¹³ Cheffe – Proposition et estimation, direction principale – Gestion des actifs et environnement, Hydro-Québec.

¹¹⁴ Pièce [B-0002](#), p. 13 à 16.

ligne, poste, télécommunications, bâtiments et centrales en réseaux autonomes) »¹¹⁵, qui sont des renseignements de grande valeur, permettant d'assurer une saine concurrence et un niveau de compétitivité optimal. Par ailleurs, comme la divulgation de ces renseignements peut avoir un impact défavorable sur les coûts de réalisation du Projet, ainsi que de tous ses projets en cours et à venir, le Transporteur demande le traitement confidentiel pour une période de 20 ans.

[124] La Régie dresse ci-dessous la liste des informations visées par les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel du Transporteur et réfère aux déclarations sous serment visées et à la durée demandée pour le traitement confidentiel.

TABLEAU 6
LISTE DES PIÈCES ET INFORMATIONS VISÉES
PAR LES DEMANDES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL

Pièces visées par la Demande	Nature des documents	Document caviardé	Document déposé sous pli confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
HQT-1, document 1, Annexe 2	Schémas unifilaires relatifs au Projet	N/A	B-0007	B-0025	Sans restriction de durée
HQT-1, document 2, Annexe 1	Coûts annuels du Projet	N/A	B-0009	B-0002 , p. 8 à 12.	1 an suivant la mise en service finale du Projet
HQT-1, document 2 (sous pli confidentiel) et HQT-1, document 2.1 (version caviardée)	Coûts détaillés du Projet	B-0031	B-0013	B-0002 , p. 8 à 12.	1 an suivant la mise en service finale du Projet
HQT-1, document 1, Annexe 5 et HQT-1 Document 1, Annexe 5.1	Taux d'inflation spécifiques ventilés par composantes	Pièce B-0006 , Annexe 5.1, p. 3	B-0008	Pièce B-0002 , p. 13 à 16.	Période de 20 ans
N/A	DDR n° 1 de la Régie	A-0006	A-0007	B-0002 , p. 8 à 12.	1 an suivant la mise en service finale du Projet
HQT-2, document 1 (sous pli confidentiel) et HQT-2,	Réponses à DDR n° 1 de la Régie	B-0020	B-0023	B-0002 , p. 8 à 12.	1 an suivant la mise en service finale du Projet

¹¹⁵ *Idem.*

Pièces visées par la Demande	Nature des documents	Document caviardé	Document déposé sous pli confidentiel	Déclaration sous serment	Durée demandée pour le traitement confidentiel
document 1.1 (version caviardée)					
HQT-2, document 1, Annexe 1	Information relative à la question 2.7 de la DDR n° 1 de la Régie	N/A	B-0021	B-0025	Sans restriction de durée
N/A	DDR n° 2 de la Régie	A-0009	A-0010	B-0002 , p. 8 à 12.	1 an suivant la mise en service finale du Projet
HQT-2, document 2 (sous pli confidentiel) et HQT-2, document 2.1 (version caviardée)	Réponses à DDR n° 2 de la Régie	B-0028	B-0027	B-0002 , p. 8 à 12.	1 an suivant la mise en service finale du Projet

[125] Après examen des déclarations sous serment, la Régie juge que les motifs qui y sont invoqués justifient l'émission des ordonnances de traitement confidentiel demandées, comme elle l'a déjà reconnu pour les mêmes types d'informations, notamment, dans ses décisions D-2016-086¹¹⁶, D-2016-091¹¹⁷ et D-2022-003¹¹⁸.

[126] **La Régie interdit donc la divulgation, la publication et la diffusion des pièces B-0007, B-0009 et B-0021 et des renseignements qu'elles contiennent, pour les durées indiquées au Tableau 6 de la présente décision.**

[127] **La Régie interdit la divulgation, la publication et la diffusion des pièces B-0008, B-0013, B-0023, B-0027, A-0007 et A-0010 et des renseignements qu'elles contiennent caviardés respectivement aux pièces B-0006, B-0031, B-0020, B-0028, A-0006 et A-0009, pour les durées indiquées au Tableau 6 de la présente décision.**

[128] **La Régie interdit, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an à compter de la date de la mise en service finale du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements relatifs aux coûts réels détaillés du Projet en lien avec les renseignements caviardés au Tableau 1 de la pièce B-0013¹¹⁹, qui seront déposés par**

¹¹⁶ Dossier R-3956-2015, décision [D-2016-086](#).

¹¹⁷ Dossier R-3960-2016, décision [D-2016-091](#).

¹¹⁸ Dossier R-4147-2021, décision [D-2022-003](#).

¹¹⁹ Pièces B-0013 (sous pli confidentiel) et [B-0031](#) (version caviardée révisée) p. 5, Tableau 1.

le Transporteur dans le cadre du suivi de ces coûts selon les exigences énoncées au paragraphe 116 de la présente décision.

[129] La Régie demande au Transporteur de l'informer, par voie administrative, de la date de mise en service finale du Projet. Elle verra alors à ce qu'une version non caviardée des pièces visées soit versée au dossier public, dans le délai prévu à la présente décision.

[130] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le Projet, tel que soumis, ce dernier ne pouvant cependant y apporter, sans son autorisation préalable, aucune modification qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature ou les coûts;

ORDONNE au Transporteur de présenter, dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un suivi des coûts du Projet, selon les exigences formulées aux paragraphes 115 et 116 de la présente décision;
- un suivi de l'échéancier du Projet et, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des écarts d'échéance, notamment, en ce qui concerne les dates de mises en service, tel que précisé au paragraphe 119 de la présente décision.

ORDONNE au Transporteur de présenter, dans son rapport annuel, le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous pli confidentiel, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la mise en service finale du Projet, selon le format et les modalités déterminés dans la présente décision;

ACCORDE les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel du Transporteur pour les durées indiquées au Tableau 6 de la présente décision;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces B-0007, B-0009 et B-0021 et des renseignements qu'elles contiennent, pour les durées indiquées au Tableau 6 de la présente décision;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces B-0008, B-0013, B-0023, B-0027, A-0007 et A-0010 et des renseignements qu'elles contiennent caviardés respectivement aux pièces B-0006, B-0031, B-0020, B-0028, A-0006 et A-0009, pour les durées indiquées au Tableau 6 de la présente décision;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements qui seront fournis par le Transporteur dans le cadre du suivi des coûts réels détaillés du Projet, selon les exigences énoncées au paragraphe 116 de la présente décision, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de mise en service finale du Projet;

ORDONNE au Transporteur d'informer la Régie, par voie administrative, de la date de mise en service finale du Projet;

ORDONNE au Transporteur de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Simon Turmel
Régisseur