

**Réponses du Transporteur  
à la demande de renseignements numéro 1  
de la Régie de l'énergie  
(la « Régie »)**

**(Version caviardée)**



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À  
LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR LIÉE À L'AJOUT D'UN TRANSFORMATEUR AU POSTE  
DE LA MANICOUAGAN ET AU REMPLACEMENT DE TRANSFORMATEURS AU POSTE  
AUX OUTARDES-2 (LE PROJET)**

---

INTRODUCTION

1. **Références :** (i) Pièce [B-0004](#), p. 5;  
(ii) Pièce [B-0004](#), p. 17.

**Préambule :**

(i) « À cette étape de la demande d'autorisation de la Régie, le Transporteur précise qu'afin de respecter l'échéancier des travaux, il doit entreprendre dès à présent certaines activités d'ingénierie indispensables, notamment la précision des documents qui seront déposés au soutien des futurs appels d'offres visant l'approvisionnement de matériel nécessaire à la réalisation du Projet. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités similaires à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées. » [nous soulignons]

(ii) « Le Transporteur souligne que l'approvisionnement est généralement réalisé par le biais d'appels d'offres et de soumissions. Le respect des directives en place en cette matière garantit une gestion efficace, équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice des clients du Transporteur. Finalement, il souligne en outre qu'Hydro-Québec déploie tous les efforts requis et agit avec la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts. » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez fournir la date prévue pour le lancement des appels d'offres visant « l'approvisionnement de matériel nécessaire à la réalisation du Projet » (référence (i)).

**Réponse :**

1        **Le Transporteur a entrepris les activités d'ingénierie qui requièrent de lancer**  
2        **certains appels d'offres d'approvisionnement, afin de préciser des documents**  
3        **nécessaires à la conception. Les futurs appels d'offres mentionnés dans la**  
4        **référence (i) ont dû être lancés en mars 2023 afin de réserver des plages chez**  
5        **les fabricants et assurer la date de mise en service (MES) du Projet.**

- 1.2 Veuillez fournir le coût des « activités d'ingénierie indispensables » déjà entreprises par le Transporteur (références (i) et (ii)).

Réponse :

- 1 Le coût des activités d'ingénierie indispensables déjà entreprises par le  
 2 Transporteur dans le cadre du Projet est de l'ordre de ■■■.

DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET

2. **Références :** (i) Dossier R-3893-2014, décision [D-2014-168](#), p. 8, par. 26;  
 (ii) Dossier R-4167-2021, pièce [B-0069](#), p. 8, tableau 1;  
 (iii) Pièce [B-0004](#), p. 7;  
 (iv) Pièce [B-0004](#), p. 9;  
 (v) Pièce [B-0004](#), p. 11 et 12.

Préambule :

(i) La décision D-2014-168 précise ce qui suit à l'égard de la description du projet relatif au remplacement des transformateurs de puissance à 735-315 kV au poste de la Manicouagan :

« [26] Le Projet consiste principalement à remplacer les quatre transformateurs de 510 MVA, soit douze cuves monophasées de 170 MVA, par deux nouveaux transformateurs de puissance à 735-315 kV de 1 650 MVA, soit six cuves monophasées de 550 MVA. À la suite de la réalisation du Projet, la capacité ferme de transformation en hiver du poste de la Manicouagan sera portée de 1 760 MVA à 2 013 MVA. » [nous soulignons]

(ii) Les données suivantes sont extraites du tableau présentant l'état de transformation des postes du réseau principal prévue à la pointe d'hiver 2020-2021 et à la pointe d'été 2021 :

«

**Tableau 1**  
**État de la transformation des postes du réseau principal**  
**prévu à la pointe d'hiver 2020-2021 et à la pointe d'été 2021**

Postes et tensions (kV)	Capacité de transformation (MVA)			Hiver – Transit (MVA)	Hiver – Capacité ferme (MVA)	Hiver – Transit post-évén. (MVA)	Été – Transit (MVA)	Été – Capacité ferme (MVA)	Été – Transit post-évén. (MVA)
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été						
Manicouagan 735/315	1 de 510 + 2 de 1650	5334	3810	2023	2804	2023	713	2003	695

»

[nous surlignons]

(iii) Le Transporteur soumet ce qui suit concernant le poste de la Manicouagan :

« [...] La capacité de transformation de 2 013 MVA<sup>4</sup> du poste est insuffisante pour l'intégration de puissance additionnelle de la centrale aux Outardes-2 demandé par le Producteur ». [nous soulignons]

Avec la note de bas de page suivante :

« <sup>4</sup>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 hiver. » [nous soulignons]

(iv) Le Transporteur soumet ce qui suit concernant la description des travaux au poste de la Manicouagan :

« 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. [...] » [nous soulignons]

(v) Le Transporteur soumet ce qui suit concernant la justification du Projet en lien avec les objectifs :

« [...] De plus, l'ajout d'un troisième transformateur en parallèle implique 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 acceptable.

[...]

Le Transporteur dépose en annexe de la présente pièce les documents suivants :

- Annexe 2 : Schémas unifilaires du poste de la Manicouagan et du poste aux 2 Outardes-2;
- Annexe 3 : Liste des principales normes techniques appliquées au Projet. [...] » [nous soulignons]

#### **Demandes :**

- 2.1 Veuillez confirmer que la capacité de 2 013 MVA (référence (iii)) correspond à la capacité ferme de transformation en hiver du poste de la Manicouagan (référence (i)).

**Réponse :**

1           **Le Transporteur indique que la capacité de 2 013 MVA de la référence (iii)**  
2           **correspond à la capacité ferme de transformation en hiver du poste de la**  
3           **Manicouagan de la référence (i).**

2.2 Veuillez concilier la capacité de 2 013 MVA (référence (iii)) et la capacité ferme de transformation en hiver du poste de la Manicouagan de 2 804 MVA (référence (ii)).

**Réponse :**

4           **La capacité ferme de transformation en hiver du poste de la Manicouagan de**  
5           **2 013 MVA (références (iii)) correspond à celle considérée pour le**  
6           **dimensionnement de la capacité de transformation d'un poste équipé de deux**  
7           **transformateurs de 1 650 MVA. Un facteur de surcharge hivernal de 1,22 est**  
8           **appliqué. À cet égard, le Transporteur réfère la Régie aux explications fournies**  
9           **dans le cadre du dossier R-4180-2021<sup>1</sup>. Il précise que la bonification**  
10           **additionnelle de 1,1 ne s'applique pas dans le cadre du présent dossier puisque**  
11           **les transformateurs du poste de la Manicouagan ne sont pas visés par un cycle**  
12           **journalier de charge résidentielle. Ainsi, les capacités fermes en été et en hiver**  
13           **du poste de la Manicouagan sont respectivement de 1 650 MVA et de**  
14           **1 650 MVA x 1,22 = 2 013 MVA.**

15           **Concernant la capacité ferme de transformation en hiver de 2 804 MVA de la**  
16           **référence (ii), le Transporteur réfère la Régie aux explications fournies dans le**  
17           **dossier R-4167-2021<sup>2</sup>. Il précise que cette capacité a été calculée avec un facteur**  
18           **de surcharge hivernal de 1,4. Il réitère que les facteurs de surcharge utilisés**  
19           **pour les besoins de la référence (ii) sont ceux permis en condition d'urgence**  
20           **pour un temps limité seulement. Ils ne peuvent être utilisés pour la planification**  
21           **de la capacité d'un poste stratégique. En effet, bien qu'il soit possible d'opérer**  
22           **en urgence les transformateurs avec ces facteurs, cette situation fait en sorte**  
23           **que leur isolation est soumise à un vieillissement plus rapide que la normale.**  
24           **L'utilisation de ces facteurs pour dimensionner un poste résulterait donc en une**  
25           **sollicitation accrue des transformateurs des postes stratégiques, une**  
26           **diminution de leur durée de vie et une augmentation des risques de défaillances,**  
27           **approche considérée non acceptable pour planifier la capacité d'un poste**  
28           **stratégique.**

2.3 Veuillez fournir les détails de calculs des capacités fermes de transformation en hiver et en été du poste de la Manicouagan en justifiant le choix du facteur de surcharge.

<sup>1</sup> R-4180-2021, [B-0048](#), HQT-3, Document 1.3, réponse à la question 1.3.3, pp.10-11.

<sup>2</sup> R-4167-2021, [B-0088](#), HQT-10, Document 1.2, réponse à la question 6.1, pp.18-19.

**Réponse :**

1           **Voir la réponse à la question 2.2.**

2.4    Veuillez fournir les nouvelles valeurs des capacités fermes de transformation en hiver et en été du poste de la Manicouagan à la suite de l'ajout du transformateur à 735-315 kV de 1 650 MVA (référence (iv)).

**Réponse :**

2           **Les capacités fermes de transformation permettant de dimensionner la capacité**  
3           **ferme de transformation en été et en hiver du poste de la Manicouagan seront**  
4           **respectivement de l'ordre de  $2 \times 1\,650 \text{ MVA} = 3\,300 \text{ MVA}$  et de  $2 \times 1\,650 \text{ MVA} \times$**   
5            **$1,22 = 4\,026 \text{ MVA}$ , sous réserve que les impédances des transformateurs**  
6           **puissent être légèrement différentes à la suite de l'ajout du troisième**  
7           **transformateur.**

8           **Les impédances des transformateurs dépendent de leurs composantes internes**  
9           **qui sont assemblées à la construction de l'appareil. Le Transporteur spécifie**  
10          **l'impédance requise pour ses transformateurs, mais il y a une limite à la**  
11          **précision que les manufacturiers peuvent atteindre lors de la construction. Pour**  
12          **cette raison, une tolérance est spécifiée et les impédances réelles sont**  
13          **mesurées par des essais effectués pour chaque transformateur. Lorsque**  
14          **l'impédance réelle du futur transformateur sera connue, le Transporteur sera en**  
15          **mesure de mettre à jour le calcul de ces valeurs, si requis.**

2.5    Veuillez fournir la capacité des inductances de neutre à ajouter sur les trois transformateurs du poste de la Manicouagan (référence (iv)).

**Réponse :**

16          **Les inductances de neutre à ajouter auront une inductance de 17 mH et une**  
17          **capacité de 2000 A. Voir également la réponse à la question 2.6.**

2.6    Veuillez expliquer pourquoi les inductances de neutre n'ont pas été installées depuis 2014 sur les deux transformateurs existants du poste de la Manicouagan, puisque l'ajout de ces inductances sur le nouveau transformateur ainsi que sur les deux transformateurs existants est nécessaire afin d'abaisser le niveau de court-circuit à un niveau acceptable (référence (v)).

**Réponse :**

18          **L'ajout d'un troisième transformateur en parallèle aux deux transformateurs**  
19          **existants a pour effet de diminuer l'impédance augmentant ainsi le courant de**

1 court-circuit lors d'un défaut. Par ailleurs, l'augmentation de puissance de la  
2 centrale aux Outardes-2 induit une augmentation du niveau de court-circuit au  
3 poste de la Manicouagan. La capacité de coupure des disjoncteurs à 315 kV du  
4 poste de la Manicouagan sera dépassée lors de l'ajout du troisième  
5 transformateur et de l'intégration de puissance additionnelle à la centrale aux  
6 Outardes-2. L'ajout d'inductances de neutre permet de limiter le courant de  
7 défaut monophasé à un niveau inférieur à la capacité de coupure des  
8 disjoncteurs. Dans la configuration actuelle du poste, le niveau de court-circuit  
9 est inférieur à la capacité de coupure des disjoncteurs et aucune inductance de  
10 neutre n'est donc requise.

2.7 Veuillez compléter les schémas unifilaires relatifs au Projet en fournissant également les schémas unifilaires d'exploitation comprenant les caractéristiques de tous les équipements électriques (référence (v)).

**Réponse :**

11 Les schémas unifilaires d'exploitation des postes visés par le Projet sont  
12 déposés au soutien de la présente pièce, sous pli confidentiel, comme annexe 1.  
13 Le Transporteur informe la Régie que les schémas unifilaires d'exploitation  
14 intégrant les nouveaux équipements du Projet tels que construits ne seront  
15 disponibles qu'à la MES.

### COÛTS DU PROJET

3. **Références :**
- (i) Dossier R-4167-2021, pièce [B-0021](#), p. 31, annexe 3;
  - (ii) Pièce [B-0004](#), p. 15 et 20;
  - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 6;
  - (iv) Site [d'Hydro-Québec](#), Planification - projet pour l'énergie de demain.



**Préambule :**

(i) Le tableau ci-dessous présente les principaux projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2022 :

«

	Date estimée de MES	Année prévue du dépôt à la Régie	Coût estimé du projet (M\$)
<b>2.1 Intégration de production et Interconnexions</b>			<b>360</b>
12	Accroissement de puissance - René-Lévesque (Manic-3)	2028-2030	200
13	Accroissement de puissance - Outardes-2	2025-2026	160

»

[nous surlignons]

(ii) Le Transporteur soumet ce qui suit à l'égard du coût du Projet :

« *Le Transporteur rappelle que le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 92,5 M\$.*

[...]

*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 transformateurs du poste aux Outardes-2 par des transformateurs de plus grande capacité, soit 1 M\$.* » [nous soulignons]

(iii) Le Transporteur soumet ce qui suit à l'égard de la demande du Producteur :

« *La centrale aux Outardes-2, appartenant à Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le « Producteur »), a été mise en service en 1978. Cette centrale, située sur la rivière aux Outardes dans la région administrative de la Côte-Nord, 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 centrale. [...]* » [nous soulignons]

(iv) L'information ci-dessous est présentée sur le site d'Hydro-Québec :

« *[...] Dans le contexte de son initiative d'augmentation de la puissance des centrales existantes, Hydro-Québec entreprend actuellement un projet de remplacement des groupes turbine alternateur de la centrale par de nouveaux groupes plus performants. Le scénario à l'étude prévoit un gain de 30 MW par groupe, soit un total de 90 MW supplémentaires. [...]* » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 3.1 Veuillez justifier la différence entre le coût du Projet anticipé dans la cadre du dossier tarifaire R-4167-2021 (référence (i)), soit 160 M\$, et le coût du Projet de 92,5 M\$ présenté dans le présent dossier (référence (ii)).

**Réponse :**

1 **Le Transporteur indique que le coût du Projet soumis pour autorisation à la**  
2 **Régie à la référence (ii) dans le présent dossier est le coût le plus représentatif**  
3 **du Projet autorisé par la haute direction d'Hydro-Québec. Il résulte de l'étude**  
4 **d'avant-projet qui précise son contenu, ses coûts détaillés et ses échéanciers**  
5 **en tenant compte du contexte de marché le plus à jour. La preuve soumise par**  
6 **le Transporteur contient toutes les informations pertinentes relatives aux coûts**  
7 **détaillés du Projet.**

8 **Quant à la prévision des investissements sur 10 ans déposée dans le cadre de**  
9 **ses dossiers tarifaires, elle présente une liste des principaux projets par**  
10 **catégorie d'investissement, avec leurs dates de MES prévues ainsi que leurs**  
11 **coûts estimés selon l'information disponible au moment de sa préparation. Elle**  
12 **permet d'offrir un portrait de l'impact tarifaire estimé des investissements**  
13 **projetés sur un horizon de 10 ans. Les coûts des projets présentés dans la pièce**  
14 **« Planification du réseau de transport » des dossiers tarifaires**  
15 **sont préliminaires et relèvent d'une présentation sommaire et globale des**  
16 **investissements.**

17 **Le Transporteur mentionne que la différence de coût s'explique notamment par**  
18 **le fait que la solution retenue dans le cadre du Projet ne requiert pas de nouvelle**  
19 **ligne. Les analyses visant le choix de la solution n'étaient pas finalisées au**  
20 **moment de la préparation du dossier tarifaire R-4167-2021 au printemps 2021.**

21 **Ainsi, une comparaison des coûts du Projet avec les coûts préliminaires**  
22 **présentés dans le dossier tarifaire R-4167-2021 n'est pas utile et n'est pas**  
23 **susceptible de donner un éclairage valable à la Régie pour sa prise de décision**  
24 **en l'instance.**

- 3.2 Veuillez préciser si la différence de coûts de 1 M\$ (référence (ii)) « engendrés par le remplacement des transformateurs du poste aux Outardes-2 par des transformateurs de plus grande capacité » réfère :

- 

- 

Veillez ventiler ce différentiel, le cas échéant.

**Réponse :**

1 **La différence de coûts de 1 M\$ réfère**   
2 

3.3 Veuillez expliquer la différence entre la valeur de la puissance additionnelle à la centrale aux Outardes-2 indiquée dans le présent dossier (référence (iii)) et celle indiquée sur le site d'Hydro-Québec (référence (iv)), considérant que cette différence a un impact sur le calcul de l'allocation maximale du Transporteur et de la contribution du Producteur.

**Réponse :**

3 **L'entente de raccordement, intervenue entre le Producteur et le Transporteur,**  
4 **est le document officiel qui confirme l'augmentation de puissance additionnelle**  
5 **de 94 MW à la centrale aux Outardes-2. Le calcul de l'allocation maximale du**  
6 **Transporteur est donc basé sur cette puissance additionnelle.**

7 **Il est prévu que la valeur de la puissance additionnelle affichée sur le site**  
8 **Internet d'Hydro-Québec (référence (iv)) soit révisée lors d'une mise à jour.**

## COUVERTURE DES COÛTS DE L'ACCROISSEMENT DE PUISSANCE

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0006](#), p. 3 et 4;
  - (ii) Pièce [B-0006](#), p. 4;
  - (iii) Pièce [B-0006](#), p. 4, note de bas de page 6;
  - (iv) Pièce [B-0006](#), p. 4;
  - (v) Pièce [B-0006](#), p. 3, notes de bas de page 2 et 3;
  - (vi) Dossier R-3959-2016, pièce [C-HQP-0041](#), p. 7, note de bas de page 22;
  - (vii) Dossier R-3757-2011, décision [D-2011-083 Motifs](#), p. 46, par. 79.

### Préambule :

(i) « À l'article 6.1 de l'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\$ (94 MW multipliés par 610 \$/kW), 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 de ses droits acquis aux conditions décrites à l'article 12A.2 i) et selon les modalités de l'article 44.2 des Tarifs et conditions. » [notes de bas de page omises]

[...]

Par conséquent, le Producteur peut utiliser les revenus des trois conventions suivantes pour le service ferme de transport à long terme afin de couvrir des projets 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 ans ;
- 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 chacune. »

(ii) « Le Transporteur mentionne que les revenus provenant des trois conventions précitées, 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 ces projets antérieurs, dont les coûts sont couverts par les trois conventions, les revenus futurs actualisés permettent de couvrir les coûts visés du Projet comme présenté ci-dessous. » [note de bas de page omise]

(iii) « Les coûts actuels des projets à couvrir depuis 2009 par les trois conventions sont les suivants : interconnexion avec l'Ontario et ligne à 315 kV Chénier-Outaouais : 734,1 M\$ ; centrales de l'Eastmain 1-A et de la Sarcelle : 177,1 M\$ ; ajouts et modifications des équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions MASS et NE : 116,3 M\$ ; accroissement de puissance à la centrale Jean-Lesage : 2,3 M\$ ; complexe de la Romaine :

1 099,1 M\$ ; centrale Gabrielle-Bodis : 2,5 M\$ ; centrale Robert A.-Boyd : 1,2 M\$. » [nous soulignons]

(iv) « En effet, à compter de la mise en service prévue en décembre 2025 du Projet, la valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur pendant la durée restante des conventions 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\$. » [note de bas de page omise]

(v) Les notes de bas de page 2 et 3 font référence à la décision D-2017-102 rendue dans le cadre du dossier R-3959-2016.

(vi) « Voir, à cet effet, la reproduction, au paragraphe 79 de la décision D-2011-083 (pièce B-0032), de la réponse R 14.2 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie dans le dossier R-3757-2011 ».

(vii) « [...] »

**Le Transporteur présente au tableau suivant les paramètres économiques et financiers.**

**Tableau 14.2**

<i>Conventions de service</i>	<i>Années</i>	<i>Puissance (MW)</i>	<i>Taux de pertes</i>	<i>Tarif (\$/kW/an)</i>	<i>Revenus Annuels (M\$)</i>
<b>HQT-ON</b>	2009	164	5,3 %	72,00	12,4
	2010	949	5,3 %	75,25	75,2
	2011 à 2058 <sup>1</sup>	1 250	5,4 %	72,45	95,5
	2059	1 042	5,4 %	72,45	79,6
<b>HQT-MASS</b>	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 <sup>1</sup>	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
<b>HQT-NE (sic)</b>	2009	600	5,3 %	72,00	45,5
	2010	949	5,3 %	75,25	95,1
	2011 à 2043 <sup>1</sup>	1 250	5,4 %	72,45	91,6
	2044	600	5,4 %	72,45	45,8
<i>Coût moyen pondéré du capital prospectif<sup>2</sup></i>			<i>5,950 %</i>		

<sup>1</sup>Pour les années 2011 et suivantes, les revenus sont estimés en fonction d'un tarif de 72,45 \$/kW/an selon la demande R-3738-2010, pièce HQT-12, Document 1.2.

<sup>2</sup>Coût moyen pondéré du capital prospectif autorisé par la régie dans la décision D-2011-039.

»

## **Demandes :**

- 4.1 Veuillez fournir un tableau récapitulatif des coûts des différents projets énumérés à la référence (iii), en précisant, pour chaque projet : la puissance correspondante (MW), le coût total du projet, les coûts assumés par le Transporteur incluant les CEE et la TSP (référence (i)) couverts par les revenus provenant des trois conventions (référence (i)), les années pour lesquelles les revenus provenant des trois conventions ont couvert et continueront de couvrir les coûts du projet assumés par le Transporteur.

Réponse :

1 Le Transporteur présente au tableau R4.1 les informations requises des  
2 différents projets énumérés à la référence (iii).

3 Par ailleurs, les revenus provenant des trois conventions couvrent les coûts des  
4 projets précités à compter de la première année de MES, soit 2009 pour  
5 l'interconnexion avec l'Ontario, 2011 pour les centrales Bernard-Landry  
6 (Eastmain-1-A) et de la Sarcelle ainsi que les ajouts et modifications des  
7 équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions MASS et  
8 NE, 2013 pour l'accroissement de puissance à la centrale Jean-Lesage, 2014  
9 pour le complexe de la Romaine et 2021 pour la centrale Gabrielle-Bodis et la  
10 centrale Robert-A.-Boyd.

**Tableau R4.1**  
**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 <sup>3</sup>	Coût assumé par le Transporteur (incluant CEE et taxes)
	MW	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
1 Interconnexion avec l'Ontario <sup>1,4</sup>	1316	616,5	616,5	92,5	25,1	734,1
2 Centrales Bernard-Landry (Eastmain-1-A) et de la Sarcelle <sup>5</sup>	950	173,3	149,4	22,4	5,3	177,1
3 Ajouts et modifications pour l'utilisation de MASS et NE <sup>1,4</sup>	2530	98,2	98,2	14,7	3,4	116,3
4 Accroissement de puissance à la centrale Jean-Lesage <sup>5</sup>	120	1,9	1,9	0,3	0,1	2,3
5 Complexe de la Romaine <sup>2,5</sup>	1550	1 947,6	923,8	138,6	36,7	1 099,1
6 Centrale Gabrielle-Bodis <sup>2,5</sup>	8	2,7	2,1	0,4	0,1	2,5
7 Centrale Robert-A.-Boyd <sup>2,5</sup>	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).

4.2 Veuillez fournir, en l'expliquant, le calcul de la valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur (référence (i)), soit 3,8 G\$ (référence (iv)) pour la durée restante de chacune des trois conventions HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE, à compter de décembre 2025, en fournissant un chiffrier Excel incluant :

- les formules utilisées;
- les hypothèses utilisées comme, par exemple, le taux d'actualisation, le tarif de transport et le taux de pertes;
- les revenus annuels associés à chacune des trois conventions sur leurs durées respectives;
- les coûts des différents projets (référence (iii)) couverts par les revenus des trois conventions HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE, sur une base annuelle, le cas échéant;

- le solde des revenus annuels anticipé après que les coûts du Projet aient été couverts par les revenus provenant des trois conventions.

Réponse :

1 Le Transporteur présente au tableau R4.2 les informations utilisées pour le  
 2 calcul de la valeur actualisée des paiements pour la durée restante de chacune  
 3 des trois conventions HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE, soit le tarif de transport  
 4 de 71,38 \$/kW/an, le coût moyen pondéré du capital prospectif (CMCP)  
 5 de 4,675 %<sup>3</sup> ainsi que le taux de pertes de transport de 5,2 %, approuvés par  
 6 la Régie.

7 Le tarif est appliqué à la puissance applicable à chaque convention, majorée du  
 8 taux de pertes, ce qui permet de calculer les revenus annuels de chacune des  
 9 trois conventions sur leurs durées respectives restantes à compter de la  
 10 première MES du Projet. Les résultats de ces calculs sont présentés à la colonne  
 11 « Revenus annuels (M\$) » du tableau R4.2.

Tableau R4.2  
 Revenus des conventions HQT-ON, HQT-MASS et HQT-NE

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

<sup>1</sup> 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.

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

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

12 La première MES du Projet étant prévue en décembre 2025, la valeur actualisée  
 13 des paiements est établie à compter de cette date et jusqu'à l'échéance de  
 14 chacune des trois conventions, en utilisant le CMCP précité à titre de facteur  
 15 d'actualisation. Comme indiqué à la pièce B-0006, HQT-1, Document 1,

<sup>3</sup> [B-0006](#), HQT-1, Document 1, annexe 1.2, page 4.

1 annexe 1.2, page 4, la valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur  
2 pendant la durée restante des conventions est de l'ordre de 1,6 G\$ pour  
3 HQT-ON, de 1,1 G\$ pour HQT-MASS et 1,1 G\$ pour HQT-NE, pour un total  
4 de 3,8 G\$.

5 Par ailleurs, le Transporteur réfère à la réponse à la question 4.1 ci-dessus pour  
6 souligner que les coûts actuels des engagements du Producteur selon  
7 l'article 12A.2 i) sont de l'ordre de 1,3 G\$ pour les centrales Bernard-Landry  
8 (Eastmain-1-A) et de la Sarcelle, le complexe de la Romaine ainsi que pour la  
9 centrale Gabrielle-Bodis et la centrale Robert-A.-Boyd. Aussi, des coûts près de  
10 0,9 G\$ correspondent aux coûts des ajouts au réseau à la demande du  
11 Producteur selon l'appendice J pour le service de point à point à long terme de  
12 l'interconnexion avec l'Ontario et pour les ajouts et modifications des  
13 équipements de transport requis pour l'utilisation des interconnexions  
14 HQT-MASS et HQT-NE. Le total des coûts des différents projets (référence (iii))  
15 couverts par les revenus des trois conventions depuis leur entrée en vigueur  
16 jusqu'à la MES du Projet est de l'ordre de 2,2 G\$.

17 Cette approche est cohérente notamment avec celle présentée par le  
18 Transporteur dans la demande relative au raccordement des centrales du  
19 complexe de la Romaine (dossier R-3757-2011) et acceptée par la Régie dans les  
20 décisions D-2011-083 et D-2011-083 Motifs<sup>4</sup>.

21 Le Transporteur a produit l'information requise et pertinente à l'étude de sa  
22 demande afin de démontrer qu'il y a suffisamment de revenus actualisés  
23 provenant des trois conventions pour couvrir les coûts visés du Projet. Comme  
24 indiqué précédemment, la valeur actualisée des revenus à compter de décembre  
25 2025 est de 3,8 G\$. Ainsi, les revenus sont suffisants pour couvrir les coûts des  
26 engagements du Producteur, notamment pour couvrir les coûts du Projet  
27 estimés à 70,7 M\$, soit moins de 0,1 G\$.

4.3 La Régie constate que les revenus annuels suivants sont différents alors qu'ils sont  
calculés à partir de paramètres identiques (puissance de 1 250 MW, taux de pertes de  
5,4 % et tarif de 72,45 \$/kW/an) (référence vii) :

- HQT-ON, de 2011 à 2058 : 95,5 M\$ par année;
- HQT-MASS et HQT-NE, de 2011 à 2043 : 91,6 M\$ par année.

Veillez justifier. Le cas échéant, veuillez fournir le tableau de la référence (vii) modifié  
en conséquence.

---

<sup>4</sup> [D-2011-083 Motifs](#), pp. 45-46.



**Réponse :**

1           Le Transporteur indique que sa demande, ainsi que la pièce B-0006, HQT-1,  
2           Document 1, annexe 1.2 en particulier, font mention de revenus actualisés. Pour  
3           le Projet, les revenus actualisés pour les conventions HQT-ON, HQT-MASS et  
4           HQT-NE sont présentés à compter de décembre 2025 et pour la durée restante  
5           des conventions. Le tableau fourni en réponse à la question 4.2 ci-dessus  
6           fournit des informations qui visent le Projet selon les paramètres applicables en  
7           2023 lors du dépôt du présent dossier, comme le tarif de 71,38 \$/kW/an, le taux  
8           de pertes de 5,2 % et le CMCP de 4,675 %. Conséquemment, ces paramètres  
9           sont différents de ceux à la référence (vii).

10           En effet, il apparaît que la question 4.3 fait référence à des revenus des trois  
11           conventions en utilisant les paramètres approuvés pour l'année 2011, dont le  
12           tarif de 72,45 \$/kW/an, le taux de pertes de 5,4 % et le CMCP de 5,950 %. En outre,  
13           les informations dans la question contiennent des revenus de 2011 à 2058 pour  
14           HQT-ON et de 2011 à 2043 pour HQT-MASS et HQT-NE, qui concernent un autre  
15           dossier mentionné à la référence (vii).