

**Version caviardée**

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



---

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 CAVIARDÉE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ (LE TRANSPORTEUR) RELATIVE À LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 320 kV ET À L'INSTALLATION D'ÉQUIPEMENTS AU POSTE APPALACHES**

---

**COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 16;
  - (ii) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0027](#), p.10;
  - (iii) Pièce B-0008 (pièce déposée sous pli confidentiel), annexe 1, p. 8;
  - (iv) Dossier R-3956-2015, pièce B-0006 (pièce déposée sous pli confidentiel), annexe5, p. 8;
  - (v) Rapport annuel 2018 du Transporteur, pièce [B-0045](#), p.17.

**Préambule :**

- (i) En ce qui concerne le rehaussement de la capacité thermique du Projet, le Transporteur présente ce qui suit:

*« 3.1.3 Rehaussement de la capacité thermique des lignes 7005 et 7035 (Lévis-Nicolet)*

*Le service de transport ferme à fournir dans le cadre du Projet entraîne une augmentation du transit sur le réseau de transport principal. En particulier, la capacité thermique des lignes 7005 et 7035, qui joignent le poste de Lévis au poste de la Nicolet, peut être dépassée pour certaines situations de contingence. Afin de respecter les critères de conception du réseau de transport, le Projet prévoit un rehaussement de la capacité thermique de ces lignes.*

*Les lignes 7005 et 7035 comptent au total 506 pylônes et ont une longueur de 110 km chacune. Les interventions requises consistent essentiellement à ajouter 51 pylônes, à démanteler 52 pylônes, à rehausser 56 pylônes avec la technologie Ampjack et à effectuer du nivellement de terrain sous 117 portées. »*

- (ii) Dans le dossier R-3956-2015, le Transporteur indique ce qu'il recherche pour la capacité thermique (A) et le rehaussement thermique (°C) de sections de circuits :

*« 8.1 Veuillez préciser les valeurs du rehaussement thermique (en °C) et de la capacité (en A) recherchées sur les circuits L7005 et L7035, qui permettront de respecter les critères de conception du réseau de transport.*

*R8.1*

*Une capacité en courant de 3 100 A, pour une température ambiante de 30°C, est requise sur les circuits 7005 et 7035 pour respecter les critères de conception du réseau de transport.*

*Le rehaussement thermique minimalement requis correspond à une augmentation de la température d'exploitation de 49 à 53°C pour les sections de 107 km de chacun de ces circuits qui sont équipées de conducteurs Bersimis (de calibre 1360,7 MCM). Un rehaussement additionnel est requis pour les sections de 2,5 km de chacun de ces circuits qui sont équipées de conducteurs de type Carillon (de calibre 1028,5 MCM). La température d'exploitation doit être augmentée de 55°C à 59°C pour ces sections. »*

(iii) Le Transporteur présente pour le Projet, sous pli confidentiel, les coûts du rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035.

(iv) Le Transporteur présente pour le dossier R-3956-2015, sous pli confidentiel, les coûts du rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035

(v) Dans son rapport annuel de 2018, le Transporteur indique à la question numéro 6 de la Régie:

*« La phase d'avant-projet du rehaussement de la capacité thermique des lignes à 735 kV entre les postes de Lévis et de la Nicolet (7005 et 7035) est présentement en cours de réalisation et sa finalisation est prévue à l'automne 2019. Le Transporteur prévoit ensuite débiter la phase projet. La durée des travaux est estimée à plusieurs années (entre 3 et 4 ans). » [nous soulignons]*

#### **Demandes :**

1.1 Pour chacune des sections des circuits des lignes 7005 et 7035 veuillez préciser si la capacité thermique (A) et le rehaussement thermique (°C) requis pour le Projet (référence (i)) sont les mêmes que ce qui avait été présenté dans le dossier R-3956-2015 (référence (ii)). Sinon, veuillez expliquer.

#### **Réponse :**

1 **Les capacités thermiques (A) ainsi que les températures maximales**  
2 **d'exploitation des conducteurs (°C) requises pour le Projet (référence (i)) sont**  
3 **distinctes de celles requises dans le cadre du dossier R-3956-2015**  
4 **(référence (ii)) en raison de différences au niveau de la capacité du service de**  
5 **transport demandé ainsi que de l'évolution du réseau entre les deux études.**

6 **La capacité thermique requise pour chacune des lignes 7005 et 7035 est**  
7 **maintenant de 3 240 A et les températures maximales d'exploitation des**  
8 **conducteurs correspondantes sont de 58°C pour les sections qui sont équipées**  
9 **de conducteurs de type Bersimis (de calibre 1 360,7 MCM) et de 66°C pour les**  
10 **sections qui sont équipées de conducteurs de type Carillon (de calibre**  
11 **de 1 028,5 MCM).**

- 1.2 Veuillez commenter l'écart entre les coûts totaux du rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035 au présent Projet (référence (iii)) et ceux du projet cité à la référence (iv), qui sont respectivement de [REDACTED] et de [REDACTED].

**Réponse :**

1 **Le contenu et les coûts du rehaussement de la capacité thermique dans le cadre**  
2 **du projet cité à la référence (iv) proviennent d'une estimation paramétrique**  
3 **réalisée vers la fin de 2015 pour une capacité requise de 3 100 A pour chacune**  
4 **des lignes 7005 et 7035. Le contenu et les coûts pour ce rehaussement dans le**  
5 **cadre du présent Projet (référence (iii)) proviennent d'une étude d'avant-projet**  
6 **réalisée en 2019 pour une capacité requise d'environ 3 240 A pour chacune de**  
7 **ces lignes.**

8 **L'étude d'avant-projet a permis de préciser la nature et l'échéancier des travaux.**  
9 **Notamment, il a été déterminé que le recours à la technologie *Ampjack* serait**  
10 **avantageux dans le cadre de ce Projet. Comme cette technologie n'a encore**  
11 **jamais été déployée sur le réseau de transport, une provision pour contingence**  
12 **de [REDACTED]\$ a été incluse<sup>1</sup> afin de couvrir le risque d'un échec des essais de**  
13 **cette technologie. Le montant de cette provision correspond à une estimation**  
14 **paramétrique des coûts supplémentaires à encourir pour le remplacement des**  
15 **56 pylônes dont le rehaussement avec la technologie *Ampjack* est actuellement**  
16 **planifié. Il est prévu qu'un premier essai de la technologie *Ampjack* soit réalisé**  
17 **à l'automne 2020.**

- 1.3 La provision pour contingence du Projet est de [REDACTED] (référence (iii)) soit [REDACTED] pour le rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035. En ce qui concerne le dossier R-3956-2015, elle est de [REDACTED] (référence (iv)) soit [REDACTED]. Veuillez expliquer l'écart de la provision pour contingence, considérant notamment que la phase d'avant-projet du rehaussement thermique devait être finalisée à l'automne 2019 (référence (v)).

**Réponse :**

18 **Voir la réponse à la question 1.2.**

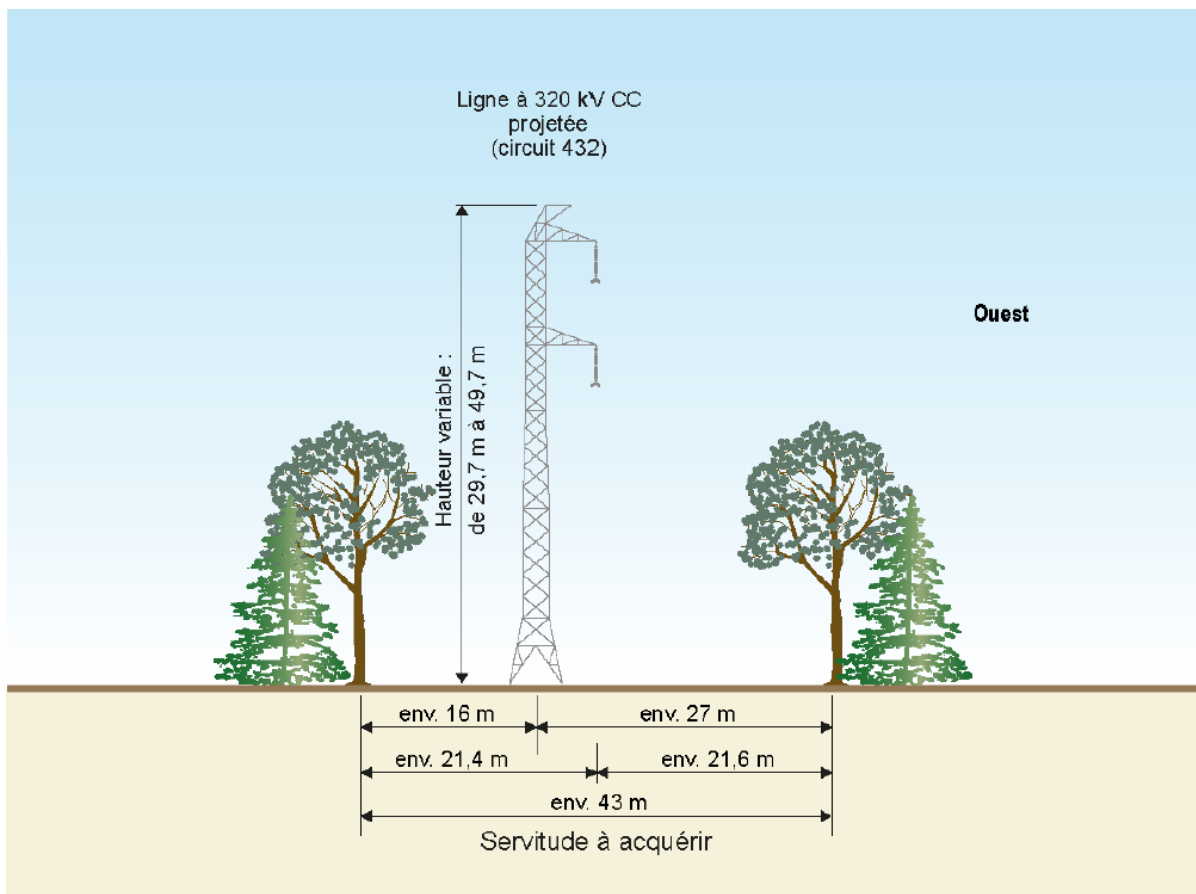
2. **Références :**
- (i) Pièce B-0008 (pièce déposée sous pli confidentiel), annexe 1, p. 7;
  - (ii) Dossier R-3956-2015, pièce B-0006 (pièce déposée sous pli confidentiel), annexe5, p. 7;
  - (iii) Pièce [B-0020](#), p.13;
  - (iv) Pièce [B-0020](#), p. 17 à 19;
  - (v) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0004](#), p.12;
  - (vi) Décision [D-2016-122](#), p. 16.

---

<sup>1</sup> B-0009, HQT-1, Document 2.1, tableau 1.

**Préambule :**

- (i) Le Transporteur présente pour le Projet, sous pli confidentiel, les coûts respectifs d’approvisionnement et de construction de [REDACTED] et de [REDACTED] reliés à la ligne 320 kV de 103 km de longueur.
- (ii) Le Transporteur présente pour le dossier R-3956-2015, sous pli confidentiel, les coûts respectifs d’approvisionnement et de construction de [REDACTED] et de [REDACTED] reliés à la ligne 320 kV de 79 km de longueur.
- (iii) Le Transporteur présente pour le Projet les supports et les emprises de la ligne à 320 kV lorsqu’elle est seule :



**Ligne projetée seule  
entre le lac de l'Original à Nantes et la frontière canado-américaine**

- (iv) « Le Transporteur a étudié deux solutions afin de fournir le service de transport de point à point demandé dans le respect des critères de conception.

[...]

*Le poste des Cantons a été écarté, puisque le raccordement d'une ligne à 320 kV vers le New Hampshire était déjà prévu à ce poste au moment du choix de la solution de raccordement du Projet. Les autres postes à 735 kV situés dans la partie sud-est du réseau, comme le poste de Lévis, s'avèrent trop éloignés de la frontière du Maine pour constituer des options de raccordement intéressantes.*

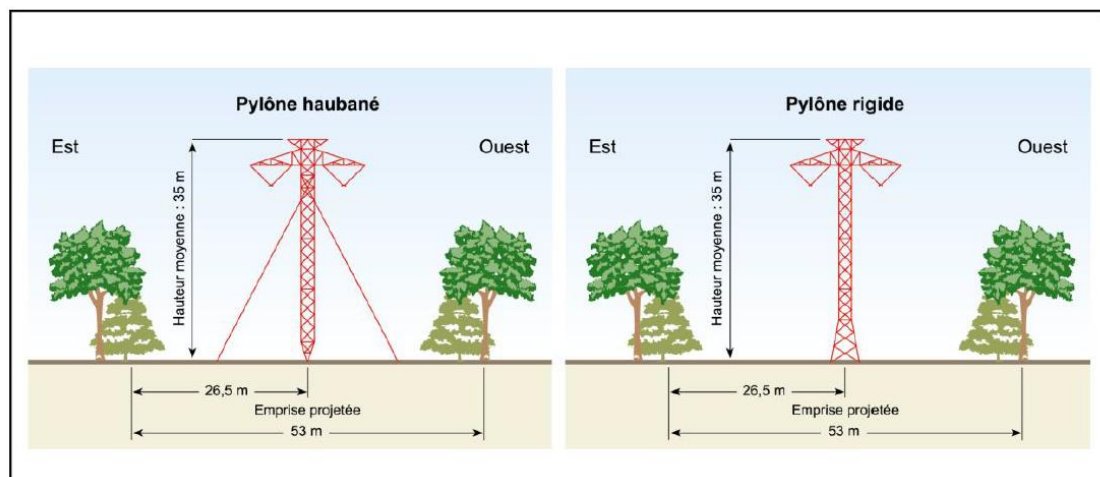
*Les autres postes situés dans la région, alimentés par des lignes à 230 kV ou à 120 kV, n'ont pas la capacité requise pour fournir le service demandé.*

[...]

*Les solutions 1 et 2 sont essentiellement équivalentes d'un point de vue technique. »*

(v) Le Transporteur présente pour le dossier R-3956-2015 les pylônes et emprises lorsque la ligne 320 kV projetée est seule.

**Figure 5**  
**Pylônes et emprises types lorsque la ligne projetée est seule**



(vi) « [63] Ainsi, la Régie demande au Transporteur d'inclure, dans le cadre de ses prochains dossiers d'investissement de 25 M\$ ou plus, une preuve détaillée justifiant le choix de la solution envisagée, incluant une description de toutes les variantes qu'il a considérées. »

**Demandes :**

2.1 Veuillez expliquer les principales raisons de l'écart des coûts d'approvisionnement et de construction entre le type de ligne choisi pour le Projet actuel (références (i) et (iii)) et le type de ligne choisi pour le projet R-3956-2015 (références (ii) et (v)).

**Réponse :**

1 L'écart des coûts d'approvisionnement et de construction entre le type de ligne  
2 choisi pour le Projet actuel et le type de ligne choisi pour le projet R-3956-2015  
3 s'explique principalement par les raisons suivantes :

- 4 • l'utilisation de pylônes haubanés dans le cadre du projet R-3956-2015 réduit  
5 le tonnage d'acier requis pour la construction de la ligne ;
- 6 • la portée moyenne des pylônes du projet R-3956-2015 est plus grande  
7 (370 m) et réduit le tonnage d'acier requis pour la construction ;
- 8 • les chemins de construction à mettre en place pour le Projet actuel doivent  
9 être de meilleure qualité puisque les pylônes sont de tonnage plus élevé ;
- 10 • le Projet actuel à construire requiert plus de déboisement, étant situé à 88 %  
11 en milieu forestier alors que le projet R-3956-2015 l'était à 50 % ;
- 12 • les conditions de marchés dans le domaine de la construction sont à la  
13 hausse par rapport au contexte du projet R-3956-2015.

2.2 Pour un tracé sans obstacle et en ligne droite, veuillez fournir séparément pour les deux types de lignes de la question précédente les coûts d'approvisionnement et de construction (par km) inclus dans l'étude d'avant-projet.

**Réponse :**

14 Le Transporteur n'est pas en mesure de fournir l'information demandée,  
15 puisqu'il ne détient pas les coûts associés à un tracé théorique sans obstacle  
16 et en ligne droite pour ces deux types de lignes. Il s'agit de lignes qui ont fait  
17 l'objet d'une conception spécifique qui n'est pas utilisée ailleurs sur le réseau.

18 Par ailleurs, les coûts de construction et d'approvisionnement sont intimement  
19 liés à l'environnement dans lequel la ligne s'implante. À titre d'exemple, la  
20 quantité d'acier requise va dépendre de la longueur moyenne des portées, qui  
21 elle-même dépend de l'environnement dans lequel s'implante la ligne.

2.3 Veuillez fournir les avantages et désavantages des deux types de lignes ci-dessus.

**Réponse :**

22 Le tableau ci-dessous présente les avantages et les inconvénients entre les deux  
23 familles de pylônes proposées respectivement pour le projet R-3956-2015 et le  
24 Projet actuel.



**Tableau R2.3  
Avantages et inconvénients des familles de pylônes**

	<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
Projet R-3956-2015	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hauteur des pylônes moins élevée pour une portée équivalente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Largeur d'emprise pour laquelle une servitude doit être acquise plus importante</li> <li>• Largeur d'emprise à déboiser plus importante</li> </ul>
Projet actuel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction de la largeur d'emprise pour laquelle une servitude doit être acquise</li> <li>• Réduction de la largeur d'emprise à déboiser</li> <li>• La conception du pylône inclut des améliorations pour assurer la santé et la sécurité des travailleurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hauteur des pylônes plus élevée pour une portée équivalente</li> </ul>

2.4 Outre cette variante concernant le type de ligne décrite précédemment et ce qui est mentionné à la référence (iv), veuillez indiquer si d'autres variantes des solutions envisagées ont été considérées, en lien avec la référence (vi).

**Réponse :**

1 **Le Transporteur n'a considéré aucune autre variante.**

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0009](#), p. 7;
  - (ii) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0065](#), p. 5 à 6.

**Préambule :**

(i) « *Les frais de gérance sont mesurés en pourcentage du coût des projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQIÉSP s'élève à [REDACTED] du coût de 809,4 M\$.*

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

(ii) « *Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQÉSP s'élève à [REDACTED] du coût total du Projet de 613,2 M\$.* ».

**Demande :**

3.1 Veuillez expliquer la variation du pourcentage des frais de gérance entre les références (i) et (ii).

**Réponse :**

- 1           **La variation s'explique par les trois éléments suivants :**
- 2           • **la construction de la ligne à 320 kV requiert deux équipes chantier travaillant**
- 3           **en parallèle afin de respecter les échéanciers du Projet ;**
- 4           • **le renforcement de la gestion de la sécurité lors de l'exécution des travaux ;**
- 5           • **le renforcement du suivi environnemental en lien notamment avec la**
- 6           **présence de résidus d'amiante dans les déblais relatifs aux travaux**
- 7           **d'excavation dans la région de Thetford Mines.**

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0009](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0020](#), p. 16;
  - (iii) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0065](#), p. 3;
  - (iv) Dossier R-3956-2015, pièce [B-0034](#), p. 14.

**Préambule :**

(i) Le Transporteur présente au tableau 1 l'évaluation détaillée des coûts de réalisation du Projet. Les coûts des travaux en télécommunications s'élèvent à 13,9 M\$.

(ii) « *Le Transporteur présente ci-après les travaux reliés au réseau de transport de télécommunications requis pour la réalisation du Projet, soit :*

- *l'ajout d'armoires d'équipements liés au convertisseur au poste des Appalaches ;*
- *l'installation de câbles à fibres optiques entre ce convertisseur et le bâtiment de commande existant du poste ;*
- *la mise en place d'une liaison optique, établie dans un câble de garde à fibres optiques déployé sur la ligne à 320 kV ainsi que dans une fibre optique installée dans une canalisation entre la ligne à 320 kV et le poste de Mégantic ;*
- *l'installation d'équipements d'amplification du signal optique au poste de Mégantic. »*  
[nous soulignons]

(iii) Le Transporteur présente au tableau 1 l'évaluation détaillée des coûts de réalisation du projet de construction d'une ligne à 320 kV à partir du poste des Cantons. Les coûts des travaux en télécommunications s'élèvent à 4,4 M\$.

(iv) « *Le Transporteur présente ci-après les travaux reliés au réseau de transport de télécommunications requis pour la réalisation du Projet, soit :*

- *la mise en place d'une liaison optique, établie dans un câble de garde à fibre optique déployé sur la ligne à 320 kV ;*
- *l'ajout d'armoires d'équipements dans le nouveau bâtiment du convertisseur au poste des Cantons ;*
- *l'installation de câbles de fibre optique entre ce bâtiment et le bâtiment de commande existant au poste des Cantons ;*
- *l'ajout d'une liaison de télécommunications entre les postes Hériot et de la Montérégie pour assurer la protection de la batterie de condensateurs installée au poste de la Montérégie. » [nous soulignons]*

**Demande :**

- 4.1 Veuillez présenter les principaux éléments justifiant l'écart de coûts pour les travaux en télécommunications entre le présent Projet et le projet cité aux références (iii) et (iv).

**Réponse :**

1 **D'abord, pour le présent Projet, il a été déterminé qu'une amplification du signal**  
2 **optique, entre le convertisseur au poste des Appalaches et celui au poste Merrill**  
3 **Road dans le Maine, est requise au Québec. Le poste existant de Mégantic est**  
4 **l'endroit optimal pour installer les équipements d'amplification, ce qui nécessite**  
5 **également d'installer sur une distance d'environ 5 km deux câbles de fibre**  
6 **optique entre le poste de Mégantic et la ligne à 320 kV. Le coût de ces travaux**  
7 **est estimé à ██████\$.**

8 **Pour le projet cité aux références (iii) et (iv), en raison de la longueur de la ligne**  
9 **plus courte au Québec, l'amplification de ce signal n'était pas requise au**  
10 **Québec, mais était réalisée au New Hampshire.**

11 **Ensuite, la liaison optique est plus longue pour le présent Projet que pour le**  
12 **projet cité aux références (iii) et (iv) en raison de la différence dans les longueurs**  
13 **de ligne de transport. Le Projet prévoit la construction d'une ligne à 320 kV d'une**  
14 **longueur d'environ 103 km, alors que le projet cité aux références (iii) et (iv)**  
15 **prévoyait la construction d'une ligne à 320 kV d'une longueur d'environ 79 km.**  
16 **Dans les deux cas, un câble de garde à fibres optiques (CGFO) est installé sur**  
17 **les pylônes. Le coût du CGFO est inclus aux coûts des travaux**  
18 **de télécommunications.**

19 **Finalement, pour le projet cité aux références (iii) et (iv), une batterie de**  
20 **condensateurs shunt devait être installée au poste de la Montérégie. Le**  
21 **Transporteur avait déterminé que l'ajout de cette batterie nécessitait l'ajout**  
22 **d'une liaison de télécommunications entre les postes Hériot et de la Montérégie.**  
23 **Comme cette batterie n'est pas prévue pour le présent Projet, l'ajout de cette**  
24 **liaison n'est pas requis. Le coût de ces travaux était estimé à moins de ██████\$,**  
25 **puisque ces travaux consistaient seulement à ajouter deux cartes d'interfaces**  
26 **dans les équipements de télécommunication déjà prévus par des projets en**  
27 **cours ou dans les équipements existants.**

## CALENDRIER DE RÉALISATION

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 17;
  - (ii) Pièce [B-0005](#), annexe 7, p. 3;
  - (iii) BALLOTPEDIA, *Maine NECEC Transmission Project Certificate Initiative (2020)*, disponible à l'adresse : [https://ballotpedia.org/Maine\\_NECEC\\_Transmission\\_Project\\_Certificate\\_Initiative\\_\(2020\)](https://ballotpedia.org/Maine_NECEC_Transmission_Project_Certificate_Initiative_(2020)) (consulté le 10 février 2020).

### Préambule :

- (i) Le Transporteur présente, comme suit, l'échéancier pour les travaux reliés au Projet.

**Tableau 2**  
**Calendrier de réalisation**

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Janvier 2018	Août 2019
Demande d'autorisation à la Régie	Novembre 2019	Mai 2020
Projet et mises en service	Mai 2020	Juin 2021 Décembre 2022

- (ii) L'impact tarifaire présenté fait état d'une mise en service de 61,6 M\$ en juin 2021 et de 761,6 M\$ en décembre 2022. La Régie constate que les besoins s'établissent à 42 979 MW en 2019 et en 2021.

- (iii) « *The Maine NECEC Transmission Project Certificate Initiative may appear on the ballot in Maine as an indirect initiated state statute on November 3, 2020.* »

[...]

*On February 3, 2020, the campaign filed about 75,253 signatures with the office of Secretary of State Matthew Dunlap (D). At least 63,067 signatures (83.8 percent) need to be valid. »*

### Demandes :

- 5.1 Veuillez indiquer si l'échéancier du Projet est modifié ou pourrait être modifié par la possibilité d'un référendum.
- Le cas échéant, veuillez déposer l'échéancier révisé.
  - Dans la négative, veuillez justifier le début de la construction, prévue en mai, considérant la possibilité de la tenue d'un référendum en novembre 2020.

### Réponse :

- 1 **Le Transporteur coordonne le développement du Projet avec le développement**  
2 **du projet *New England Clean Energy Connect* (« NECEC ») du promoteur de ce**

1           dernier, Central Maine Power (« CMP »). Advenant un report de la date de mise  
2           en service du projet NECEC, l'échéancier du Projet pourra être révisé par le  
3           Transporteur. Toutefois, à ce jour, la date de mise en service planifiée de  
4           décembre 2022 est maintenue par CMP et le Transporteur poursuit les activités  
5           requis pour préserver cette même date de mise en service, en accord avec la  
6           demande de service de transport du client Exploitation et Hydro-Québec  
7           Production (« EHQP »).

8           Le Transporteur précise que la date de mai 2020 ne correspond pas au début  
9           des travaux de construction. Les premiers travaux de construction débuteront  
10          à l'été 2020 par des travaux de terrassement réalisés à l'intérieur de l'enceinte  
11          actuelle du poste des Appalaches. Les travaux de rehaussement de la capacité  
12          thermique de la ligne 7005 débuteront également à l'été 2020. Les travaux de  
13          construction du convertisseur, de la ligne à 320 kV et de rehaussement de la  
14          capacité thermique de la ligne 7035 débuteront en 2021.

5.2       Veuillez détailler les mises en service de 61,6 M\$ en juin 2021 et de 761,6 M\$ en  
          décembre 2022 (références (i) et (ii)), en élaborant sur la mise en service de juin 2021,  
          considérant qu'elle n'est pas associée à une augmentation des besoins de transport  
          (référence (ii)).

**Réponse :**

15          Le Transporteur planifie réaliser la mise en service de la ligne 7005 en juin 2021.  
16          La ligne 7005 sera de nouveau fonctionnelle et utilisée à cette date, à la suite  
17          des travaux de rehaussement de la capacité thermique, et une capacité de  
18          transit additionnelle sera alors disponible. Les autres travaux prévus au Projet  
19          seront complétés et mis en service en décembre 2022.

20          Afin d'éviter la mise hors tension simultanée des lignes 7005 et 7035 et de  
21          répondre à la demande de service de transport du client EHQP en décembre  
22          2022, il est requis de compléter les travaux sur la ligne 7005 en juin 2021. Les  
23          travaux nécessitant une mise hors tension de la ligne 7035 pourront par la suite  
24          débuter pour ainsi être complétés en décembre 2022.

## SOLUTIONS ENVISAGÉES

6.       Références :
- (i)   Pièce [B-0020](#), p. 19;
  - (ii)  Pièce [B-0019](#), p. 5;
  - (iii) Décision [D-2019-087](#), p. 45 à 48;
  - (iv)  Décision [D-2019-047](#), p. 154 et 155;
  - (v)  Décision [D-2019-087](#), p. 42.

**Préambule :**

(i) « *Le Transporteur a réalisé une comparaison des coûts des solutions envisagées en tenant compte, entre autres, des investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques.* » [nous soulignons]

(ii) « *Le Transporteur indique qu'une évaluation sommaire des pertes par effet couronne a été réalisée pour les deux solutions, mais n'a pas été incluse dans la présente analyse puisque ces pertes sont de faible ampleur. De plus, cette évaluation sommaire démontre que les pertes par effet couronne sont plus importantes pour une ligne à courant alternatif de 735 kV que pour une ligne à courant continu de  $\pm 320$  kV, de sorte que l'inclusion de ces pertes à l'analyse économique aurait pour effet de favoriser la solution retenue.* »

(iii) « *[162] Enfin, le Transporteur a produit une évaluation des coûts des solutions en tenant compte des coûts reliés à l'exploitation et l'entretien des équipements. Ces coûts avaient été omis de l'analyse, étant donné qu'ils étaient considérés immatériels par le Transporteur. La Régie constate que, pour chacune de ces simulations additionnelles, la solution 1 demeure la moins coûteuse, tel qu'il appert du tableau 4.*

[...]

*[169] La Régie est d'avis que, pour des raisons de transparence et afin de faciliter l'interprétation des résultats de l'analyse économique, celle-ci doit, dans la mesure du possible, inclure l'ensemble des coûts se rapportant à chacune des options envisagées. À cet égard, le Transporteur affirme qu'il "est normal que certains éléments ne soient pas inclus dans l'analyse économique si ceux-ci n'ont pas d'impacts sur le choix de la solution retenue ou n'ont pour effet que d'amplifier les écarts entre les solutions". [notes de bas de page omises].*

*[170] Étant donné le degré d'incertitude se rapportant à certains paramètres pris en compte dans l'évaluation d'un projet de cette envergure, la Régie est plutôt d'avis que tous les coûts se rapportant à chacune des solutions envisagées doivent être inclus dans l'analyse économique, sans égard à leur matérialité ou au fait qu'ils avantagent ou non le Projet. Elle invite le Transporteur à présenter ces analyses économiques en conséquence lors de demandes futures.* »

(iv) « *La principale source de pertes est attribuable aux pertes par effet Joule, qui représentent plus de 75 % des pertes du réseau de transport.*

[...]

*La seconde source est attribuable aux pertes par effet couronne, qui représentent environ 10 % des pertes électriques en énergie annuellement*

[...]

Elles sont majoritairement présentes sur les lignes à 735 kV.

[...]

La troisième source est attribuable aux pertes dans les équipements d'appareillage shunt représentant moins de 10 % des pertes électriques en énergie annuelles.

[...]

Enfin, les autres sources de pertes électriques, tel que les pertes par fuites électriques et les pertes par induction électromagnétique, représentent environ 5 % des pertes électriques en énergie annuelles sur le réseau de transport. » [notes de bas de page omises]

(v) « [151] Quant à la recommandation de l'AHQ-ARQ portant sur la sécurisation post-verglas, le Transporteur affirme que les coûts de cette sécurisation ne sont pas inclus dans l'analyse économique déposée au dossier, mais sont offerts en analyse de sensibilité pour que la Régie puisse apprécier la valeur intrinsèque des solutions de lignes par rapport à la solution de compensation série. »

#### **Demandes :**

6.1 Veuillez fournir l'impact sur le niveau de pertes (en énergie et en puissance) de chacune des solutions, par rapport au réseau de transport 2019 (référence (i)).

#### **Réponse :**

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18

**Pour permettre une estimation de la variation des pertes en puissance et en énergie que procurerait chacune des solutions envisagées par rapport au réseau de transport 2019, le Transporteur a apporté certains ajustements afin de rendre le réseau représentatif de son état prévisible lors de la mise en service du Projet.**

**La ligne Chamouchouane – Bout-de-l'Île a donc été ajoutée du mois de janvier jusqu'à sa mise en service en juillet 2019 et la nouvelle ligne Micoua-Saguenay a également été ajoutée pour toute l'année. Finalement, le Transporteur a également considéré l'intégration complète du complexe de La Romaine.**

**En outre, le Transporteur a posé l'hypothèse que la production disponible des centrales à réservoir situées dans la partie nord du réseau servirait à alimenter la nouvelle interconnexion. Cette hypothèse favorise une augmentation des pertes électriques sur le réseau, puisque la puissance doit être acheminée du nord au sud.**

**Le tableau suivant présente les pertes en énergie et en puissance de chacune des solutions envisagées dans le présent dossier par rapport au réseau de transport 2019 ajusté.**

**Tableau R6.1**  
**Écarts de pertes de chacune des solutions**  
**par rapport au réseau de transport 2019 ajusté**

	<b>Solution 1</b> Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'un convertisseur au poste des Appalaches	<b>Solution 2</b> Construction d'une ligne à 735 kV et d'un nouveau poste convertisseur près de la frontière du réseau du Transporteur	<b>Pertes différentielles entre la solution 1 et la solution 2</b>
<b>Écart des pertes en puissance à la pointe (MW)</b>	128	124	4
<b>Écart des pertes en énergie (GWh) annuelles</b>	848	820	28

1 **Ainsi, il ressort du tableau R6.1 que les pertes différentielles entre les solutions**  
 2 **1 et 2 sont identiques à ce qui a été utilisé dans l'analyse économique puisque**  
 3 **les pertes différentielles entre les deux solutions ne dépendent pas des**  
 4 **conditions du réseau en amont.**

6.2 Veuillez indiquer quels types de pertes ont été considérées dans l'analyse du Transporteur (références (ii) à (iv)).

**Réponse :**

5 **Les types de pertes considérées sont celles qui peuvent varier d'une solution à**  
 6 **l'autre, c'est-à-dire les pertes par effet Joule et les pertes par effet couronne.**

6.3 Veuillez présenter les résultats de l'évaluation sommaire des pertes par effet couronne (référence (ii)).

**Réponse :**

7 **Dans l'évaluation sommaire réalisée par le Transporteur, les pertes par effet**  
 8 **couronne pour la solution 1 à courant continu sont évaluées à environ 5 GWh et**  
 9 **celles pour la solution 2 à courant alternatif sont évaluées à environ 7,3 GWh.**  
 10 **Les pertes différentielles dues à l'effet couronne sont ainsi d'environ 2,3 GWh,**  
 11 **comparativement à 28 GWh pour les pertes différentielles dues à l'effet Joule.**



6.4 Veuillez préciser si les coûts de la sécurisation post-verglas ont été considérés pour chacune des solutions (référence (v)).

**Réponse :**

1 **Les deux solutions ont pris pour hypothèse que la ligne de transport est conçue**  
2 **selon les critères d'une ligne stratégique correspondant à une période de**  
3 **récurrence de 150 ans des épisodes de vent-verglas.**

6.5 Veuillez fournir les coûts d'entretien et d'exploitation liés à chacune des solutions et les inclure dans l'analyse économique.

**Réponse :**

4 **Le tableau suivant présente la comparaison économique des solutions à**  
5 **laquelle les coûts d'exploitation et d'entretien sont inclus. Malgré leur inclusion,**  
6 **le Transporteur constate que le coût global actualisé de la solution 1 retenue**  
7 **demeure 11 % plus avantageux que celui de la solution 2.**

**Tableau R6.5**  
**Comparaison économique des solutions (coûts d'exploitation et d'entretien inclus)**  
**(k\$ actualisés 2019)**

	<b>Solution 1</b> <b>Construction d'une ligne à</b> <b>320 kV et installation d'un</b> <b>convertisseur au poste</b> <b>des Appalaches</b>	<b>Solution 2</b> <b>Construction d'une ligne à</b> <b>735 kV et d'un nouveau poste</b> <b>convertisseur près de la</b> <b>frontière</b>
Investissements	667 184	805 133
Réinvestissements	5 292	20 664
Valeurs résiduelles	- 36 623	- 63 941
Pertes électriques	46 590	0
Coûts d'entretien et d'exploitation	18 123	23 345
Taxe sur les services publics	45 282	55 488
<b>Coûts globaux actualisés (CGA)</b>	<b>745 848</b>	<b>840 689</b>

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 18;
  - (ii) Pièce [B-0020](#), p. 19;
  - (iii) Pièce [B-0019](#), p. 6 ;
  - (iv) Pièce [B-0021](#), p. 4 ;
  - (v) Pièce [B-0019](#), p. 7 ;
  - (vi) Pièce [B-0019](#), p. 7 et 8.

**Préambule :**

(i) « Le poste des Appalaches à 735-230 kV, situé à Saint-Adrien-d'Irlande, près de Thetford Mines, a été retenu comme point de départ de la ligne à 320 kV pour les raisons suivantes :

- c'est le poste à 735 kV situé le plus près du point de traversée de la frontière, ce qui réduit la longueur de la ligne à construire ;
- il s'agit d'un poste à 735 kV qui offre une capacité suffisante pour permettre le raccordement d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW ;
- il permet d'assurer la séparation géographique des interconnexions existantes et qui étaient planifiées, au moment de choisir le poste de raccordement. » [nous soulignons]

(ii) « Les solutions 1 et 2 sont essentiellement équivalentes d'un point de vue technique. Toutefois, la solution 1 est la solution la plus avantageuse du point de vue économique, car elle présente les coûts globaux actualisés les plus faibles (voir tableau 3).

De plus, elle est avantageuse du point de vue des impacts environnementaux et sociaux. En effet, elle évite la construction d'un nouveau poste à 735 kV et elle prévoit la construction d'une ligne à 320 kV à courant continu qui est moins imposante physiquement qu'une ligne à 735 kV à courant alternatif. L'impact visuel et l'emprise au sol de la solution 1 sont ainsi réduits.

(iii) Dans son complément de preuve le Transporteur mentionne :

**2 Sensibilité à la valeur du facteur d'utilisation ( $F_U$ ) utilisé pour estimer l'écart d'énergie annuelle**

- 1 Le facteur d'utilisation ( $F_U$ ) utilisé pour estimer l'écart d'énergie est de 0,9. Ce facteur est
- 2 calculé à partir de la valeur d'énergie maximale qu'il sera théoriquement possible de transiter
- 3 sur la ligne à 320 kV et de l'estimation de la quantité d'énergie qui sera effectivement transitée
- 4 sur la ligne à 320 kV.

5 
$$F_U = \frac{\text{Énergie transitée (estimation)}}{\text{Énergie maximale théorique}}$$

- 6 Un  $F_U$  de 0,9 correspond à un facteur de perte ( $F_P$ ) de 0,819 obtenu avec l'équation
- 7 polynomiale.

8 
$$F_P = 0,9 \times F_U^2 + 0,1 \times F_U$$

(iv) Le Transporteur présente l'analyse économique comparant les deux solutions envisagées. Pour la solution de la ligne à 320 kV, les pertes en énergie sont évaluées à 28,0 GWh de plus que celle de la ligne à 735 kV.

(v) Le Transporteur indique au tableau 2 un écart de 34,2 GWh pour les pertes en énergie entre les deux solutions en considérant un facteur d'utilisation de 0,9 et un facteur de perte de 0,9.

(vi) Le Transporteur indique au tableau 3 un écart de 34,2 GWh pour les pertes en énergie entre les deux solutions en considérant un facteur d'utilisation de 1,0 et un facteur de perte de 1,0.

**Demandes :**

7.1 Veuillez élaborer sur le besoin d'assurer la séparation géographique des interconnexions existantes et planifiées (références (i)), notamment en ce qui concerne le point de départ (poste) et le corridor utilisé.

**Réponse :**

1 **Le déclenchement d'une ligne d'interconnexion engendre des perturbations sur**  
2 **le réseau du Québec et sur le réseau voisin. En particulier, pour le réseau voisin,**  
3 **le déclenchement d'une ligne d'interconnexion exploitée en mode export**  
4 **équivalut à une perte de source. En Nouvelle-Angleterre, la fiabilité du réseau**  
5 **peut être compromise par un événement entraînant une perte de source**  
6 **supérieure à 1 200 MW.**

7 **Le Transporteur doit ainsi concevoir son réseau afin de réduire la probabilité**  
8 **qu'un événement entraîne la perte simultanée de plusieurs interconnexions qui**  
9 **résulterait en une perte de source supérieure à 1 200 MW en Nouvelle-**  
10 **Angleterre. Le moyen le plus efficace consiste à séparer géographiquement les**  
11 **points de départ et les couloirs des lignes d'interconnexion. Lorsqu'une**  
12 **séparation géographique n'est pas envisageable, alors d'autres mesures**  
13 **doivent être considérées. La structure de croisement sécurisé développée dans**  
14 **le cadre du projet d'interconnexion avec le New Hampshire est un exemple d'une**  
15 **telle mesure<sup>2</sup>.**

16 **Le Projet, de par sa localisation, assure une séparation géographique des autres**  
17 **interconnexions existantes avec la Nouvelle-Angleterre (par exemple du réseau**  
18 **à courant continu qui relie les postes de Radisson, de la Nicolet, des Cantons et**  
19 **de Sandy Pond au Massachussetts) et planifiées (soit les demandes de service**  
20 **de transport inscrites dans OASIS qui précèdent la demande 203T liée au Projet).**

7.2 Veuillez confirmer qu'un facteur d'utilisation de 0,9 (référence (iv)) a été employé pour obtenir les pertes électriques annuelles de 28 GWh (référence (v)). Sinon, veuillez expliquer.

---

<sup>2</sup> R-3956-2015, Pièce B-0004, HQT-1, Document 1, page 10, lignes 5 à 8.

**Réponse :**

1           **Le Transporteur confirme qu'un facteur d'utilisation de 0,9 avec l'utilisation de**  
2           **l'équation polynomiale a été employé pour obtenir les pertes électriques en**  
3           **énergie annuelles de 28 GWh. Cependant, les pertes électriques annuelles du**  
4           **tableau 2 de la référence (v), de 34,2 GWh, rectifiées à 30,7 GWh (voir la réponse**  
5           **à la question 7.3), ont été obtenues avec un facteur de perte égal au facteur**  
6           **d'utilisation de 0,9.**

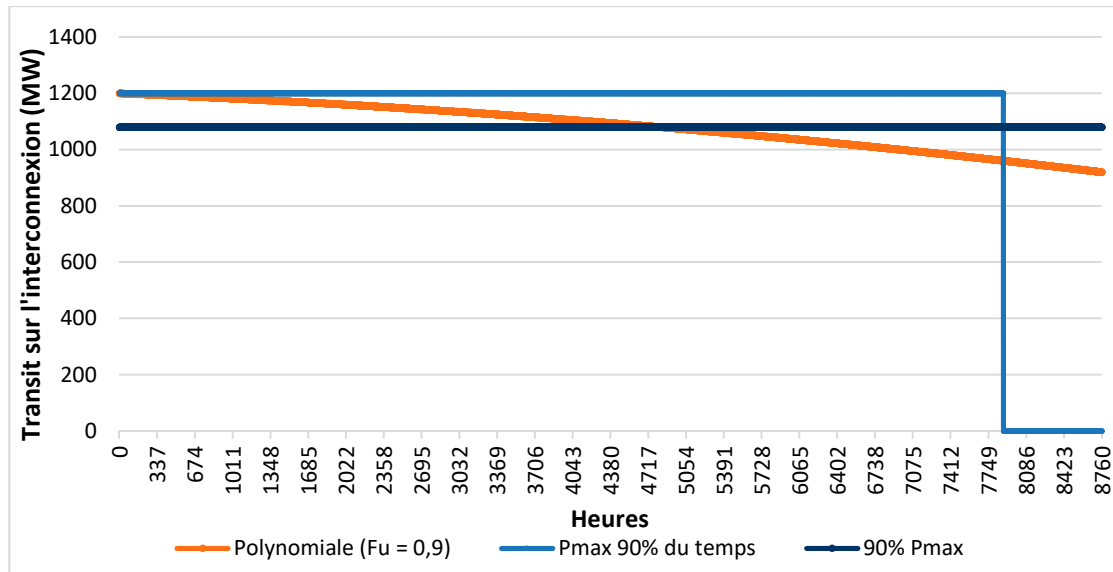
- Veuillez également confirmer que pour obtenir les pertes électriques annuelles de 28 GWh mentionnées ci-dessus, durant 8 760 heures le Transporteur a utilisé une valeur de puissance constante de 90 % de la puissance théorique possible de transit sur la ligne 320 kV. Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse :**

7           **Il existe plusieurs façons de transiter 9,45 TWh avec un facteur d'utilisation de**  
8           **0,9. Dans une ligne de transport électrique, les pertes sont proportionnelles au**  
9           **carré du transit. Ainsi, dépendamment du profil de charge de l'interconnexion**  
10           **au cours de l'année, les pertes en énergie seront différentes. La figure R7.2.1**  
11           **illustre trois cas de figure particuliers. Dans cette figure, chaque courbe**  
12           **représente, sous forme d'une courbe classée, un scénario possible du transit**  
13           **sur l'interconnexion pour une année.**

- La courbe en bleu foncé illustre un cas où la puissance transitée correspond à 90 % de la capacité de l'interconnexion et ce pour toutes les heures de l'année. Cette situation représente le cas où les pertes sont minimales pour transiter 9,45 TWh au cours d'une année.
- La courbe en bleu pâle illustre un cas où la puissance transitée correspond à 100 % de la capacité de l'interconnexion durant 90 % des heures de l'année. Cette situation représente le cas où les pertes sont maximales pour transiter 9,45 TWh au cours d'une année.
- La courbe en orange illustre un cas se situant entre les deux cas précédents. Cette courbe représente une situation théorique dans laquelle la formule polynomiale permet de calculer précisément les pertes annuelles en énergie dans la ligne à 320 kV. Le facteur d'utilisation pour transiter les 9,45 TWh au cours d'une année est de 0,9.

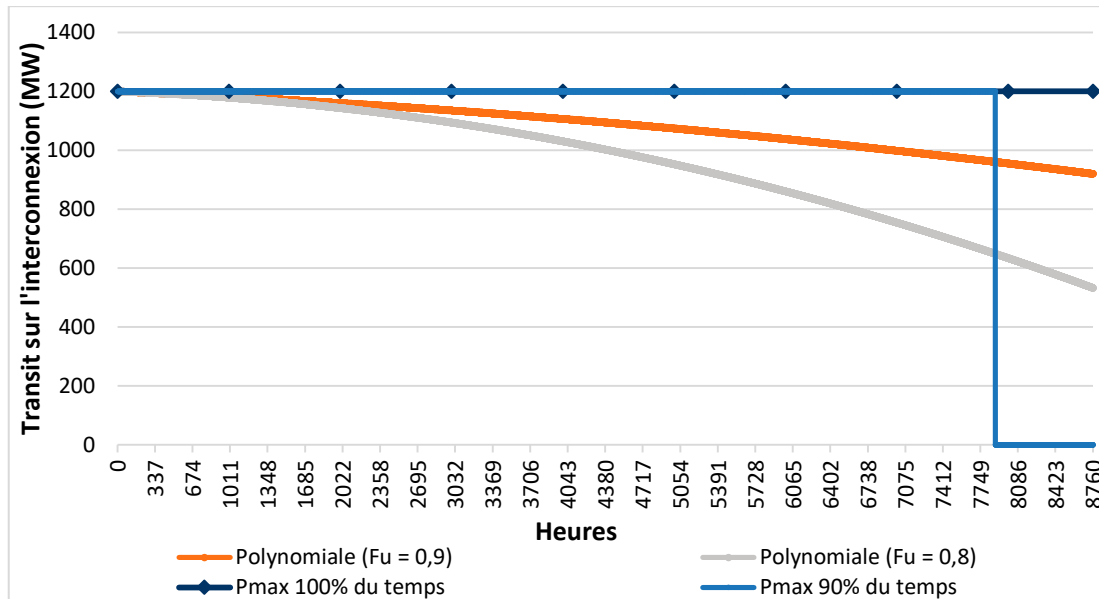
**Figure R7.2.1**  
**Courbes classées du transit dans l'interconnexion sur une année**



1 Ne sachant pas le profil de charge qu'aura l'interconnexion au cours d'une  
 2 année, le Transporteur a pris l'hypothèse d'un scénario moyen (courbe en  
 3 orange) et a calculé les pertes avec la formule polynomiale. Toutefois, en  
 4 complément de preuve, le Transporteur a analysé d'autres cas de figure. Ces  
 5 cas de figure sont présentés à la figure R7.2.2.

- 6 • La courbe en orange correspond à la situation de base considérée dans  
 7 la preuve (28 GWh).
- 8 • La courbe en gris correspond à la sensibilité présentée dans le tableau 1  
 9 du complément de preuve (22,4 GWh).
- 10 • La courbe en bleu pâle correspond à la sensibilité présentée dans le  
 11 tableau 2 du complément de preuve (rectifié à 30,7 GWh, comme indiqué  
 12 en réponse à la question suivante).
- 13 • La courbe en bleu foncé correspond à la sensibilité présentée dans le  
 14 tableau 3 du complément de preuve (34,2 GWh).

Figure R7.2.2  
Courbes classées du transit dans l'interconnexion sur une année



1 **Enfin, l'analyse de sensibilité couvrant l'ensemble des situations**  
 2 **possibles pour l'évaluation des pertes électriques annuelles en énergie**  
 3 **démontre qu'il n'y avait pas d'impact sur le choix de la solution.**

7.3 Le Transporteur indique au tableau 2 un écart de 34,2 GWh pour les pertes en énergie entre les deux solutions en considérant un facteur d'utilisation de 0,9 et un facteur de perte de 0,9 (référence (vi)). Le Transporteur indique au tableau 3 un écart de 34,2 GWh pour les pertes en énergie entre les deux solutions en considérant un facteur d'utilisation de 1,0 et un facteur de perte de 1,0 (référence(vii)). Veuillez expliquer les résultats identiques de 34,2 GWh. S'il y a lieu, veuillez présenter les nouveaux calculs et résultats.

**Réponse :**

4 **Le Transporteur signale qu'il s'agit d'une coquille dans le tableau 2 de la**  
 5 **référence (vi) et que les pertes différentielles en énergie, pour un facteur de perte**  
 6 **de 0,9, sont de 30,7 GWh. Le Transporteur tient à préciser que les valeurs, en**  
 7 **coûts globaux actualisés, des pertes électriques, dans les tableaux 2 et 3, sont**  
 8 **exactes et que ce sont ces valeurs qui sont utilisées dans l'analyse**  
 9 **de sensibilité visée par son complément de preuve<sup>3</sup>.**

<sup>3</sup> B-0019, HQT-2, Document 1.

- 8. Références :** (i) Pièce [B-0020](#), p. 19;  
(ii) Pièce [B-0020](#), p. 11 et 12.

**Préambule :**

(i) « *Les solutions 1 et 2 sont essentiellement équivalentes d'un point de vue technique. Toutefois, la solution 1 est la solution la plus avantageuse du point de vue économique, car elle présente les coûts globaux actualisés les plus faibles (voir tableau 3).*

*De plus, elle est avantageuse du point de vue des impacts environnementaux et sociaux. En effet, elle évite la construction d'un nouveau poste à 735 kV et elle prévoit la construction d'une ligne à 320 kV à courant continu qui est moins imposante physiquement qu'une ligne à 735 kV à courant alternatif. L'impact visuel et l'emprise au sol de la solution 1 sont ainsi réduits. »*

(ii) « Caractéristiques techniques de la ligne

*La ligne à 320 kV comporte un seul circuit constitué de deux pôles : un pôle positif et un pôle négatif. Chaque pôle est équipé de deux conducteurs composés de brins en aluminium Al (1400A1) d'un diamètre de 48,7 mm. De plus, un câble de garde à fibres optiques de 22,9 mm de diamètre est installé sur la ligne ; il permet de protéger la ligne contre la foudre et d'acheminer les télécommunications.*

*La ligne à 320 kV compte quelque 322 pylônes, avec une portée moyenne d'environ 325 m. Une nouvelle famille de pylônes à armement vertical a été conçue spécifiquement pour ce Projet : les conducteurs sont situés d'un seul côté afin de réduire la largeur d'emprise à déboiser. Il s'agit de pylônes à treillis en acier autoportants dont la hauteur varie entre 29,7 m et 49,7 m ; ils sont illustrés à la figure 3. Des pylônes tubulaires en acier à armement vertical sont également utilisés sur environ 3 km près du secteur de Black Lake dans la ville de Thetford Mines.*

[...]

Largeur d'emprise

*La largeur de l'emprise entretenue de la ligne à 320 kV sera de 43 m lorsque la ligne est seule dans un nouveau couloir. Lorsqu'elle est juxtaposée à un couloir de lignes existant, la servitude existante détenue par Hydro-Québec est suffisamment large pour accueillir une partie de l'emprise de la ligne à 320 kV et une largeur supplémentaire de servitude variant entre 10,6 et 25,0 m devra être acquise pour compléter l'emprise de la nouvelle ligne. La figure 4 présente les supports et les emprises types de la ligne à 320 kV, selon qu'elle est seule ou juxtaposée à un couloir de lignes existant. » [nous soulignons]*

**Demandes :**

8.1 Veuillez élaborer sur les caractéristiques techniques de la ligne à 735 kV.

**Réponse :**

1 **Afin d'évaluer le coût de la ligne et les pertes électriques de la solution 2, le**  
2 **Transporteur s'est basé sur les caractéristiques typiques d'une ligne à 735 kV**  
3 **qui serait implantée dans un milieu rural boisé.**

4 **Le tableau suivant présente les caractéristiques techniques de la ligne à 320 kV**  
5 **et de la ligne à 735 kV qui ont été considérées pour réaliser l'analyse**  
6 **économique des deux solutions.**

**Tableau R8.1**  
**Caractéristiques techniques des lignes à 320 kV et à 735 kV**

	<b>Solution 1</b> <b>Ligne à 320 kV</b>	<b>Solution 2</b> <b>Ligne à 735 kV</b>
<b>Type et nombre de conducteurs</b>	<b>2 conducteurs A1400-A1 (48,7 mm) par pôle</b>	<b>4 conducteurs Bersfort (35,61 mm) par phase</b>
<b>Résistance à 30 °C</b>	<b>0,0108 ohm/km</b>	<b>0,012 ohm/km</b>
<b>Température d'exploitation</b>	<b>65 °C</b>	<b>49 °C<sup>4</sup></b>
<b>Courant admissible à 30 °C</b>	<b>3140 A</b>	<b>2640 A</b>
<b>Type de pylône</b>	<b>Pylônes à treillis en acier autoportants</b>	<b>Pylônes à treillis en acier autoportants</b>

8.2 Veuillez élaborer sur la largeur d'emprise requise pour la ligne à 735 kV.

**Réponse :**

7 **La largeur d'emprise entretenue d'une ligne à 735 kV dans un milieu rural boisé**  
8 **est typiquement de 100 m lorsque la ligne est seule (nouveau couloir).**

---

<sup>4</sup> La température de 49 °C correspond à la plus faible valeur de température d'exploitation utilisée pour les lignes à 735 kV.



## IMPACT TARIFAIRE

9. **Références :** (i) Pièce [B-0020](#), p. 25;  
(ii) Pièce [B-0005](#), Annexe 7.

### Préambule :

(i) « *L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité, cette dernière étant présentée sous l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et du coût du capital prospectif, figurent à l'annexe 7.* »

(ii) Le Transporteur présente, à l'annexe 7, l'impact tarifaire du Projet selon 4 hypothèses :

- Impact tarifaire sur 20 ans (taux des charges d'entretien et exploitation (CEE) : 1,6 %);
- Impact tarifaire sur 20 ans – analyse de sensibilité (taux des CEE : 1,7 %);
- Impact tarifaire sur 60 ans (taux des CEE : 1,1 %);
- Impact tarifaire sur 60 ans – analyse de sensibilité (taux des CEE : 1,2 %).

### Demande :

9.1 La Régie observe que le taux des CEE varie avec la durée de l'analyse d'impact tarifaire et en fonction du coût du capital prospectif. Veuillez expliquer les calculs du Transporteur pour évaluer les CEE annuels du Projet, en expliquant que ce taux varie selon la période considérée.

### Réponse :

- 1 **Le Transporteur tient à préciser que le mode de détermination des coûts**  
2 **d'exploitation et d'entretien ( «CEE ») pour le calcul des impacts tarifaires visés**  
3 **par la référence (ii) est identique à celui des dossiers d'investissement**  
4 **antérieurs déposés à la Régie par le Transporteur et autorisés par la Régie.**
- 5 **Le taux des CEE est basé sur l'appendice J des *Tarifs et conditions des services***  
6 ***de transport d'Hydro-Québec*, qui indiquent que la valeur actualisée des coûts**  
7 **d'exploitation et d'entretien occasionnés par les ajouts au réseau sur une**  
8 **période de 20 ans est estimée à 19 % des coûts totaux de l'investissement. Le**  
9 **taux d'actualisation correspond au coût moyen pondéré du capital prospectif.**  
10 **Ainsi, à paramètres constants :**
- 11 • **l'utilisation d'une période plus longue engendre une diminution du taux**  
12 **des CEE ;**
  - 13 • **l'utilisation d'un coût du capital prospectif supérieur (ex. : +15 %)**  
14 **engendre une augmentation des CEE.**