

Demande de renseignements n° 1 caviardée de la Régie au Transporteur

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 CAVIARDÉE DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE À LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR DE MODIFICATION DES TARIFS ET CONDITIONS
DE TRANSPORT POUR LES ANNÉES 2021 ET 2022**

Indicateurs de performance

1. **Référence :** Pièce [B-0006](#), p. 6 et 7.

Préambule :

Le Tableau 1 présente les indicateurs de performance. Le Transporteur explique par la suite les principaux écarts.

	Unités de mesure	2016	2018	2017	2018	2019	Moy. 5 ans	2020
1 Satisfaction de la clientèle								
20	• Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	Indice 1 à 10	-	7,7	8,1	8,8	8,9	8,4
21	• Partantiel qualité avec le Distributeur	Indice 1 à 10	9,0	-	-	-	-	9,0
41	• Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	8,8	8,8	8,9	8,9	8,9	8,9
2 Fiabilité du service								
6	• Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	916	781	849	892	877	863
7	• Durée moyenne des pannes et interruptions planifiées	Minutes	67	66	76	75	66	66
8	• Indicateurs de grande 91 et 92	Nombre	62	64	77	61	64	74
9	• IC-Transport (brut)	Heure-client	0,31	0,37	0,74	0,44	0,68	0,84
10	o IC-Opérations (brut)	Heure-client	0,18	0,23	0,33	0,18	0,43	0,20
11	o Défaillances d'équipement (brut)	Heure-client	0,09	0,12	0,12	0,11	0,27	0,14
12	o Incidents (brut)	Heure-client	0,05	0,04	0,16	0,02	0,06	0,05
13	o Travaux programmés (brut)	Heure-client	0,04	0,06	0,05	0,06	0,10	0,06
14	o IC-Autres (brut)	Heure-client	0,12	0,34	0,41	0,25	0,26	0,84
15	o Facteurs climatiques (brut)	Heure-client	0,03	0,05	0,08	0,06	0,12	0,27
16	o Faune, environnement et métaux (brut)	Heure-client	0,07	0,12	0,29	0,11	0,08	0,13
17	o Autres (brut)	Heure-client	0,03	0,17	0,04	0,09	0,06	0,07
18	• IC-Transport (normalisé)	Heure-client	0,31	0,37	0,33	0,44	0,68	0,81
19	o IC-Opérations (normalisé)	Heure-client	0,18	0,23	0,33	0,18	0,43	0,27
20	o Défaillances d'équipement (normalisé)	Heure-client	0,09	0,12	0,12	0,11	0,27	0,14
21	o Incidents (normalisé)	Heure-client	0,05	0,04	0,16	0,02	0,06	0,07
22	o Travaux programmés (normalisé)	Heure-client	0,04	0,06	0,05	0,06	0,10	0,06
23	o IC-Autres (normalisé)	Heure-client	0,12	0,34	0,20	0,25	0,26	0,23
24	• Facteurs climatiques (normalisés)	Heure-client	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,07
25	o Faune, environnement et métaux (normalisé)	Heure-client	0,07	0,12	0,09	0,11	0,08	0,09
26	o Autres (normalisé)	Heure-client	0,03	0,17	0,04	0,09	0,06	0,07
27	• Durée moyenne des interruptions par point de livraison (T-DAXD)	Minutes	72	83	74	76	80	86
28	• Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (T-GAIPD)	Nombre	0,73	0,87	0,88	0,74	0,70	0,87
30	• Indicateur d'indisponibilités forcées	Nombre	0,886	0,878	0,968	0,988	0,886	0,846
31	• Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances	Nombre	1,773	1,751	1,895	1,963	1,916	1,860
32 Optimisation de l'exploitation								
33	• CPD1	%	161,0	161,0	162,0	164,0	164,0	162,4
34	• CPD2	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
33 Responsabilité sociale								
36	• Fréquence des accidents de travail (AMPT)	Nr/100 000 hrs travaillées	2,42	3,41	2,66			
37	• Fréquence des accidents de travail (ATPT)	Nr/100 000 hrs travaillées		2,76	2,65	3,11	2,62	2,77
34 Indicateurs environnementaux								
39 Impacte induit de la substitution dans les entreprises de lignes								
40	• Surface totale des entreprises à entretenir	Hectares	172 209	172 961	176 745	179 144	179 144	179 636
41	• Surface traitée mécaniquement à l'aide de produits	Hectares	734	231	884	738	831	1 134
42	• Surface traitée sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	734	231	884	738	831	1 134
43	• Surface traitée mécaniquement et sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	11 716	12 265	18 158	14 775	13 103	14 023
44 Gestion des matières résiduelles (MR) et des huiles usagées (HU) des entreprises ISM								
45	• Taux de réutilisation des huiles usagées minérales (HUM)	%	93,3	87,9	95,8	96,2	95,9	94,2
46 Gestion des sacs à ciment pour l'entretien								
47	• Rejets accidentés	Nombre	30	46	62	57	72	53
48	• Rejets accidentés de moins de 4 000 litres	Nombre	29	46	61	54	70	51,8
49	• Rejets accidentés de plus de 4 000 litres	Nombre	1	1	1	3	2	1,6
50	• Taux de récupération des sacs	%	66	66	64	67	74	63

Le taux de réutilisation des huiles usagées minérales pour l'année 2017 a été corrigé à 95,8%. Le résultat présenté antérieurement était de 97,5%.

« Principaux écarts 2020 :

A : Légère augmentation de la durée moyenne des pannes et interruptions planifiées. Des interruptions sur des lignes radiales sans possibilité de relève expliquent en partie cet écart. À titre d'exemple, la ligne L1475 explique à elle seule près de 12 % du résultat.

B : Augmentation des IC normalisés liés aux facteurs climatiques. Une inondation au poste La Suète explique à elle seule 65 % du résultat [...].

E : Augmentation des indisponibilités forcées (« IF ») qui ont atteint leur plus haut niveau des 5 dernières années. Les analyses sont en cours pour identifier les causes [...].

G-H : Augmentation de la superficie traitée mécaniquement et la superficie traitée sélectivement à l'aide de phytocides. L'augmentation résulte de la raréfaction de main-d'œuvre causée par un manque d'attrait pour ce type d'emploi chez la génération plus jeune. Le Transporteur a toutefois innové et modifié ses méthodes d'intervention pour pallier le manque de main-d'oeuvre ».

Demandes :

- 1.1 Le Transporteur attribue l'augmentation de la durée moyenne des pannes et interruptions planifiées aux lignes radiales sans possibilité de relève (élément A). Veuillez préciser les causes de ces interruptions.
- 1.2 Veuillez identifier les facteurs climatiques qui sont pris en compte dans le processus de normalisation de l'IC.
- 1.3 Tel que mentionné en référence (élément E), le Transporteur analyse les indisponibilités forcées afin d'identifier les causes de l'augmentation observée. Veuillez préciser si les résultats sont disponibles.
 - 1.3.1. Si oui, veuillez présenter les résultats de cette analyse.
 - 1.3.2. Si non, veuillez préciser à quel moment le Transporteur prévoit avoir terminé cette analyse.
- 1.4 Le Transporteur mentionne qu'il a innové et modifié ses méthodes d'intervention pour pallier le manque de main-d'œuvre afin de réaliser les activités de maîtrise intégrée de la végétation dans les emprises de lignes. Veuillez préciser la nature de ces innovations et de ces modifications.
 - 1.4.1. Veuillez identifier les impacts de ces innovations et de ces modifications sur les opérations du Transporteur.
 - 1.4.2. Veuillez préciser si le Transporteur prévoit continuer de recourir à ces nouvelles méthodes d'intervention.

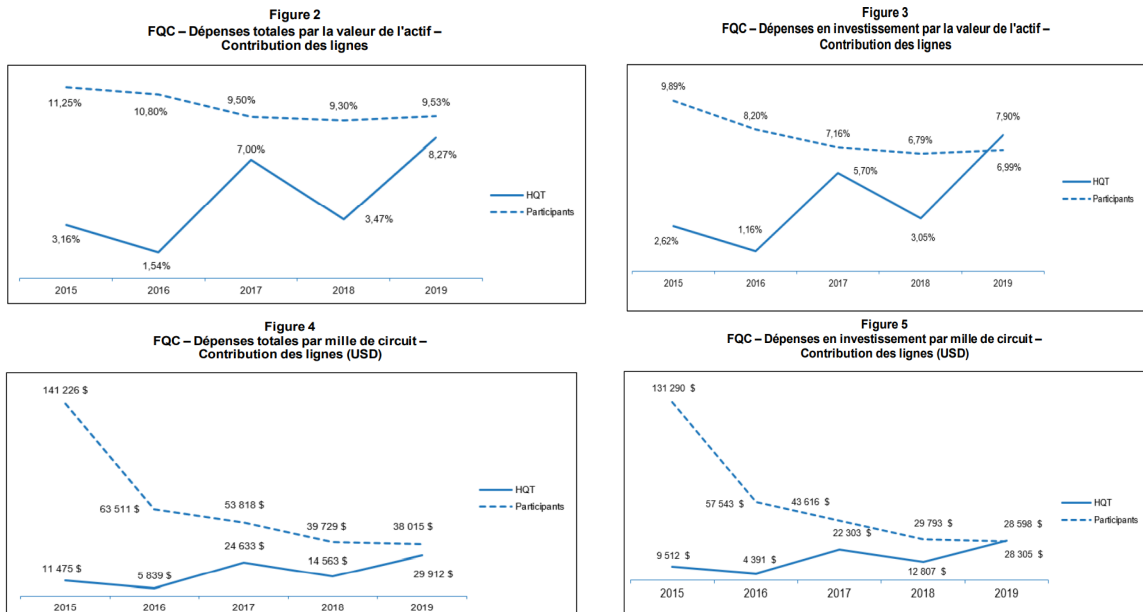
2. Références : (i) Pièce [B-0006](#), Tableau 4, p. 12;
(ii) Pièce [B-0006](#), Figures 2, 3, 4 et 5, p. 13 à 15;
(iii) Pièce [B-0006](#), Figures 6, 7, 8 et 9, p. 16 et 17.

Préambule :

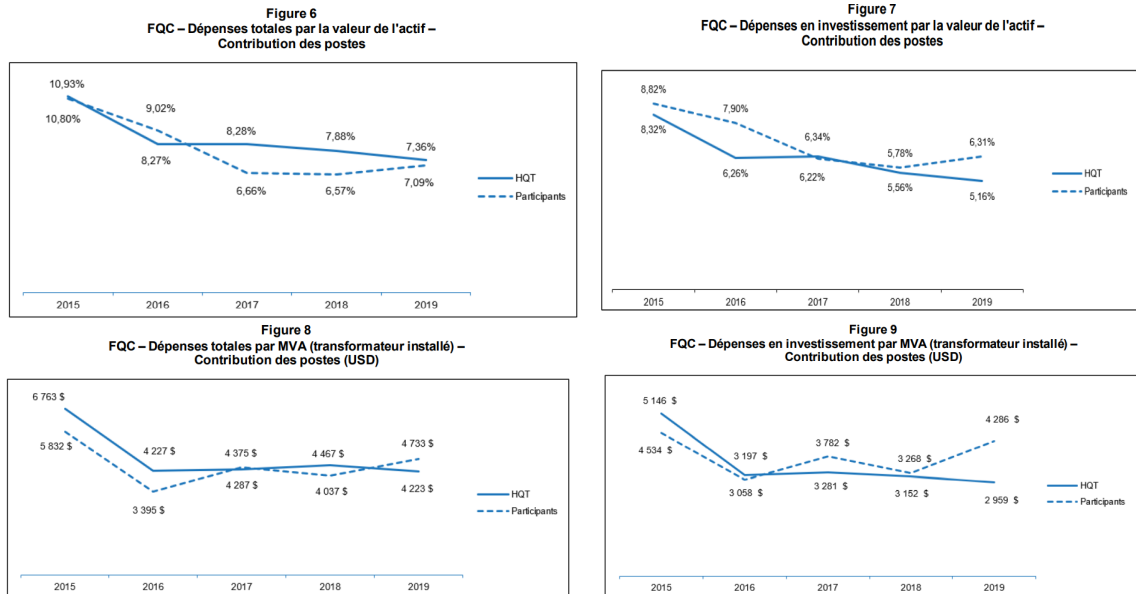
- (i) Tableau 4 : Balisage de First Consulting – Résultats 2018 et 2019 des indicateurs de coûts

	Données 2018 (rapport août 2019)				Données 2019 (rapport août 2020)			
	En US\$				En US\$			
	Position HQT	Valeur HQT	Moyenne	Valeur 1er quartile	Position HQT	Valeur HQT	Moyenne	Valeur 1er quartile
Lignes de transport								
Dépenses totales								
Par valeur de l'actif lignes	Q1	3,47 %	9,30 %	5,40 %	Q3	8,27 %	9,53 %	6,40 %
Par mille de circuit	Q1	14 563 \$	39 729 \$	16 226 \$	Q3	29 912 \$	38 015 \$	20 715 \$
Postes: postes stratégiques, sources et satellites								
Dépenses totales								
Par valeur de l'actif postes	Q4	7,88 %	6,57 %	4,96 %	Q3	7,36 %	7,09 %	6,10 %
Par MVA (transfo. installés)	Q4	4 467 \$	4 037 \$	2 122 \$	Q2	4 223 \$	4 733 \$	2 073 \$

- (ii) À la section relative aux Lignes de transport du balisage, le Transporteur présente les figures suivantes :



(iii) À la section relative aux Postes du balisage, le Transporteur présente les figures suivantes

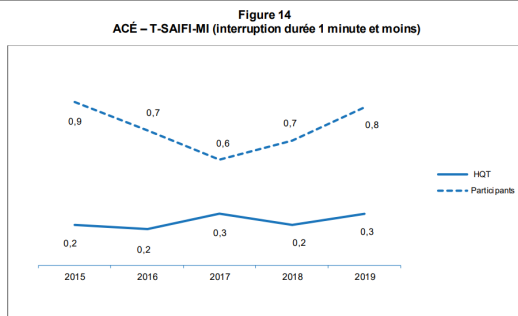
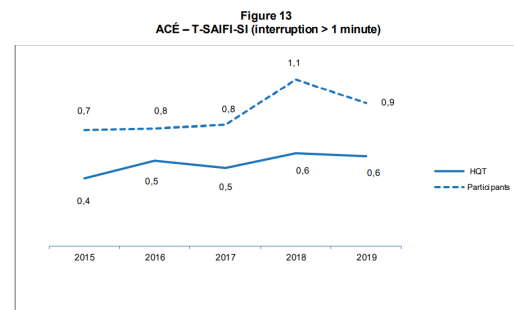
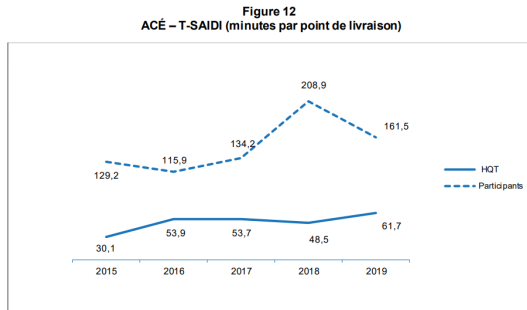


Demandes :

- 2.1 Le tableau 4 de la référence (i) montre que les dépenses totales par valeur de l'actif -lignes et par mille de circuit- a significativement augmenté entre 2019 et 2020. Veuillez expliquer cette augmentation.
- 2.2 Les figures de la référence (ii) illustrent une croissance des indicateurs de coûts pour les lignes de transport. Veuillez expliquer cette tendance observée entre 2015 et 2019. Veuillez également expliquer les différences entre la tendance du Transporteur et celle des participants.
- 2.3 Contrairement aux indicateurs de coûts pour les lignes de transport, les figures de la référence (iii) illustrent une décroissance des indicateurs de coûts pour les postes. Veuillez expliquer cette tendance observée entre 2015 et 2019. Veuillez également expliquer les différences entre la tendance du Transporteur et celle des participants.

3. Référence : Pièce [B-0006](#), Figures 12, 13 et 14, p. 20 et 21.

Préambule :

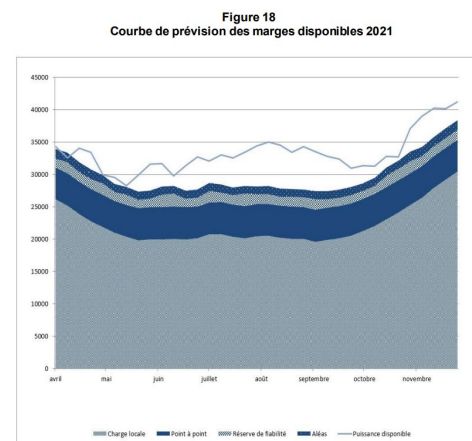
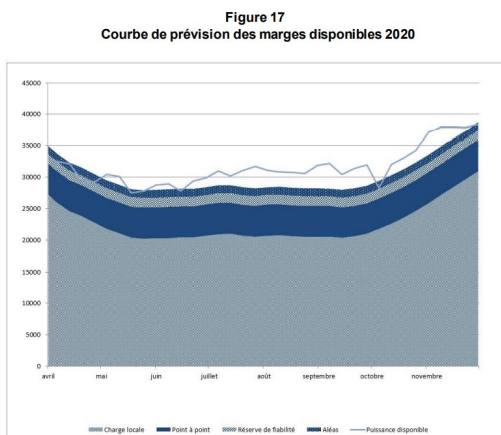
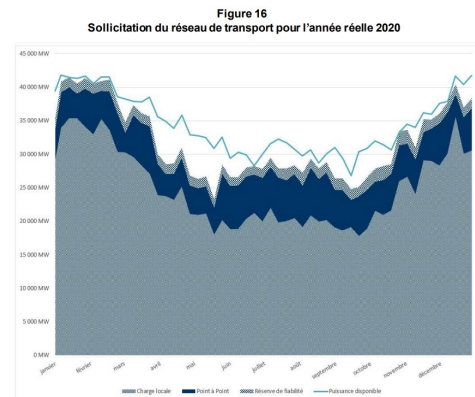
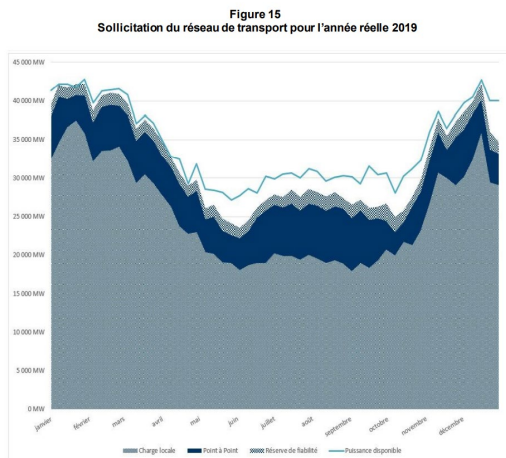


Demande :

3.1 Les figures en référence montrent une tendance à la hausse des indicateurs fiabilité. Veuillez expliquer cette tendance observée entre 2015 et 2019.

4. Références : (i) Pièce [B-0006](#), Figures 15, 16, 17 et 18, p. 25 à 30 ;
(ii) Dossier R-4144-2021, pièce [B-0004](#), p. 15.

(i) Préambule :



(ii) « Sur le plan technique, le déploiement de l'architecture en étapes requiert un nombre de retraits plus élevé et ces derniers sont difficiles à obtenir, en particulier pour les postes à 735 kV visés par le présent Projet. Chaque étape successive représente un défi de compatibilité qui pourrait entraîner des problèmes de performance de l'automatisme. De plus, les interventions à répétition sur l'automatisme, combinées à la complexité des travaux, présentent des risques d'erreurs importants ».

Demande :

- 4.1 Veuillez expliquer la croissance apparente des marges disponibles prévues entre 2020 et 2021 et concilier en fonction de la référence (ii).

Modifications aux conventions, méthodes et pratiques comptables réglementaires

5. Référence : Pièce [B-0007](#), p. 12 et 13.

Préambule :

« 4.1 Traitement réglementaire – Infonuagique

Dans le cadre du dossier tarifaire 2020, le Transporteur indiquait qu'Hydro-Québec, dans ses états financiers à vocation générale, avait adopté de façon anticipée au 1^{er} janvier 2018, l'ASU134 2018-15, Intangibles-Goodwill and Other-Internal-Use Software (Subtopic 350-40) : Customer's Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement That Is a Service Contract. Ainsi, lorsque des coûts liés à la mise en œuvre d'une entente d'hébergement infonuagique peuvent être capitalisés, ceux-ci sont comptabilisés au bilan à titre de charges reportées et amorties sur la durée du contrat.

Le Transporteur ne prévoyait aucun montant pour les années 2019 et 2020 au moment de son dossier tarifaire 2020. Cependant, un montant de 0,6 M\$ ayant été comptabilisé au mois de décembre 2020 à titre d'actif, le Transporteur, en conformité à l'ASU134 2018-15 et à la décision D-2018-158 de la Régie, demande l'inclusion dans sa base de tarification de cet actif ainsi que tout nouvel ajout à ce titre afin que les données réglementaires soient identiques aux données statutaires.

Le Transporteur demande à la Régie d'approuver l'intégration à la base de tarification des coûts liés à la mise en œuvre d'une entente d'hébergement infonuagique lorsqu'ils peuvent être capitalisés. Ces coûts seront amortis sur la durée du contrat.

» [notes de bas de page omises]

Demandes :

- 5.1 Veuillez déposer la norme ASU134 2018-15 mentionnée en référence.
- 5.2 Veuillez préciser la durée du contrat relatif à l'entente d'hébergement infonuagique mentionné en référence.
- 5.3 Veuillez préciser si la demande du Transporteur présentée en référence, est uniquement pour l'entente d'hébergement infonuagique comptabilisée en décembre 2020 ou également pour de futures ententes du même type.
- 5.4 Dans le cas où cette demande s'applique également pour de futures ententes d'hébergement infonuagique, veuillez préciser si les coûts s'y rattachant seront toujours amortis sur la durée des contrats, peu importe la durée de ceux-ci.

Paramètres financiers

6. **Références :**
- (i) Pièce [B-0008](#), p. 5 et 8;
 - (ii) Dossier R-3823-2012, décision [D-2013-090](#), p. 23;
 - (iii) Pièce [B-0004](#), p. 5 et 6;
 - (iv) [Indice des prix à la consommation, Statistique Canada, 15 septembre 2021.](#)

Préambule :

(i) « Pour l'année 2021, le Transporteur utilise un coût de la dette calculé sur la base de quatre mois réels et de huit mois projetés, selon la décision D-2014-035. Pour l'année 2022, la mise à jour du coût de la dette sera effectuée en décembre, selon la décision D-2014-034.

La définition des éléments composant le numérateur et le dénominateur du coût de la dette intégrée demeure inchangée. La description de la dette d'Hydro-Québec au 31 décembre de l'année 2020 se retrouve au Rapport annuel 2020 du Transporteur.

Les variations du coût de la dette, entre 2020 et 2022, sont comme suit :

- *effet des taux d'intérêt variables : -0,036 %;*
- *autres effets : -1,085 %;*
- *variation totale de 2020 à 2022 : -1,121 %.*

[...]

*Le Transporteur demande à la Régie le maintien pour les années 2021 et 2022 de la structure du capital composée à 70 % de dette et de 30 % de capitaux propres, ainsi que d'autoriser le coût moyen de la dette de 5,442 % pour 2021 et, sous réserve de la mise à jour de décembre, de 4,926 % pour 2022, le taux de rendement des capitaux propres de 8,200 % pour 2021 et 2022 et le coût moyen pondéré du capital de 6,269 % pour 2021 et, sous réserve de la mise à jour de décembre, de 5,908 % pour 2022, ainsi que d'établir le coût moyen pondéré du capital prospectif à 4,515 % pour 2021 et, sous réserve de la mise à jour de décembre, à 4,742 % pour 2022 ». [nous soulignons]
[notes de bas de page omises]*

(ii) *« [110] En conséquence, la Régie rejette la demande de l'AQCIE/CIFQ de procéder à une mise à jour du coût de la dette 2013 en fonction des données réelles disponibles au mois de janvier 2014.*

[111] Ainsi, à l'exception des données pour la détermination du taux sans risque et du taux de rendement sur l'avoir propre mentionnées précédemment, la Régie juge raisonnable que les données de l'année de base 2013 soient établies sur une base de quatre mois réels et huit mois projetés.

[112] Elle juge également raisonnable que les données de l'année de base 2013 soient utilisées aux fins de détermination des tarifs 2014 ainsi qu'à titre d'année témoin pour l'établissement des tarifs 2013. En conséquence, la Régie ordonne au Transporteur de lui soumettre les données de sa proposition tarifaire pour les années 2013 et 2014 sur la base suivante :

- années historiques : 2011 et 2012;
- année de base : 2013 (quatre mois réels et huit mois projetés);
- année témoin projetée : 2014.

[113] Par ailleurs, la Régie constate que le Transporteur entend appliquer, aux fins de la détermination des tarifs 2014, la décision que la Régie rendra dans le dossier R-3842-2013, si cette dernière est rendue en temps opportun. Le cas échéant, la Régie demandera au Transporteur de déposer une preuve supplémentaire à cet égard ».

(iii) « La Régie de l'énergie (la « Régie ») ayant, dans le contexte de la pandémie de COVID-19, accueilli la demande du Transporteur de reporter à l'été 2021 le dépôt de sa demande tarifaire 2021, le Transporteur dépose dans le présent dossier sa demande tarifaire pour les années 2021 et 2022.

Conséquemment, le Transporteur demande à la Régie d'établir les tarifs pour l'année 2021 applicables à compter du 1^{er} janvier 2021 et les tarifs pour l'année 2022 applicables à compter du 1^{er} janvier 2022 et ce, afin de lui permettre de récupérer des revenus requis prévus de 3 311,0 M\$ en 2021 et de 3 323,2 M\$ en 2022. Ainsi, le tarif annuel s'établit à 75,47 \$/kW/an pour l'année 2021. Par rapport au tarif de 78,06 \$/kW/an pour l'année 2020, ceci se traduit par une diminution de 3,3 %. Pour l'année 2022, le tarif annuel s'établit à 74,21 \$/kW/an, soit une diminution de 1,7 % par rapport au tarif proposé pour 2021.

[...]

Pour l'année 2021, la diminution des revenus requis par rapport à ceux autorisés pour 2020 est principalement attribuable à l'impact de la baisse du coût moyen de la dette sur la base de tarification et, dans une moindre mesure, à la réduction du coût de retraite ». [nous soulignons]
[note de bas de page omise]

(iv) « Après avoir progressé de 3,7 % en juillet, l'Indice des prix à la consommation (IPC) a augmenté de 4,1 % d'une année à l'autre en août. Il s'agit de son rythme de croissance le plus rapide depuis mars 2003. L'augmentation des prix découle principalement d'une accumulation de pressions récentes sur les prix et de niveaux de prix plus bas enregistrés en 2020. Sans l'essence, l'IPC a augmenté de 3,2 % d'une année à l'autre.

L'IPC mensuel a augmenté de 0,2 % en août, en baisse par rapport à la hausse de 0,6 % observée en juillet. Sur une base mensuelle désaisonnalisée, l'IPC a augmenté de 0,4 % ». [nous soulignons]

Demandes :

- 6.1 La Régie note à la référence (i) que le Transporteur calcule le coût de la dette pour l'année tarifaire 2021 sur la base des données de quatre mois réels et huit mois projetés et pour l'année tarifaire 2022 sur l'année projetée, en se référant à la décision D-2014-035. Toutefois, il compte mettre à jour ce coût en décembre 2021 seulement pour l'année tarifaire 2022, en utilisant les données du Consensus Forecasts du mois de novembre 2021, selon la méthode retenue dans la décision D-2014-034.
 - 6.1.1. Veuillez expliquer pourquoi le Transporteur ne propose pas une mise à jour en décembre 2021 pour l'année tarifaire 2021 des taux des paramètres financiers, dont le coût de la dette, compte tenu du contexte exceptionnel lié à la pandémie et l'évolution du contexte économique depuis mai 2021.
- 6.2 En regard de la référence (v), veuillez indiquer si la hausse historique sur une base annuelle de l'IPC dépassant 4 %, que ce soit pour le Canada ou le Québec, aurait un impact significatif sur les taux des paramètres financiers proposés par le Transporteur pour l'année tarifaire 2021. Veuillez élaborer.
- 6.3 Le cas échéant, veuillez commenter la possibilité de mettre à jour ces paramètres en décembre 2021 afin de permettre à la Régie de déterminer leurs taux avec précision tout en tenant compte des données financières les plus contemporaines.

7. **Références :** (i) Pièce [B-0011](#), p. 9, Tableaux 2 et 3;
(ii) Pièce [B-0011](#), p. 10, Tableaux 4;
(iii) Pièce [B-0011](#), p. 39, Tableaux A1-1 et A1-2.

Préambule :

- (i) «

**Tableau 2
Facteur I 2021**

	Masse salariale	Autres coûts	Total
Facteur de pondération (D-2020-041, par. 236)	35,44%	64,56%	100,00%
EERH pour le Québec (tableau A1-1 - annexe 1) IPC Québec (tableau A1-1 - annexe 1)	3,10%	2,10%	
Taux pondéré 2021	1,10%	1,36%	2,45%

**Tableau 3
Facteur I 2022**

	Masse salariale	Autres coûts	Total
Facteur de pondération (D-2020-041, par. 236)	35,44%	64,56%	100,00%
EERH pour le Québec (tableau A1-2 - annexe 1) IPC Québec (tableau A1-2 - annexe 1)	4,80%	0,80%	
Taux pondéré 2022	1,70%	0,52%	2,22%

».

(ii) <<

Tableau 4
Formule d'indexation 2021 (M\$)

	Taux (%)	M\$
Coûts couverts par la Formule d'indexation 2020		918,7
Facteur C - Recalibrage au réel 2020 (voir section 3.2)		0,1
Coûts couverts par la Formule d'indexation ajustée du recalibrage (1+2)		918,8
Facteurs d'indexation 2021 (5-6)	1,88%	17,4
Facteur I	2,45%	22,6
Facteurs X + S	0,57%	5,2
Coûts couverts par la Formule d'indexation 2021 (3+4)		936,2

>>

(iii) <<

Tableau A1-1
Facteur I 2021 – Indices d'inflation

Année	2016	2017	2018	2019
<u>Tableau 14-10-0203-01</u>				
Enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures de travail (EERH)				
Rémunération hebdomadaire moyenne, non désaisonnalisée				
(Québec, Ensemble des industries, excluant temps supplémentaire)				
Moyenne annuelle	861,0	884,0	910,4	942,4
Taux de croissance annuelle		2,7%	3,0%	3,5%
Moyenne trois années				3,1%
<u>Tableau 18-10-0004-01</u>				
Indice moyen d'ensemble des prix à la consommation (IPC)				
(Québec, Moyenne d'ensemble, non désaisonnalisée)				
Moyenne annuelle			129,0	131,7
Taux de croissance annuelle				2,1%

Tableau A1-2
Facteur I 2022 – Indices d’inflation

Année	2017	2018	2019	2020
<u>Tableau 14-10-0203-01</u>				
Enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures de travail (EERH)				
Rémunération hebdomadaire moyenne, non désaisonnalisée (Québec, Ensemble des industries, excluant temps supplémentaire)				
Moyenne annuelle	884,0	910,4	942,4	1 016,3
Taux de croissance annuelle		3,0%	3,5%	7,8%
Moyenne trois années				4,8%
<u>Tableau 18-10-0004-01</u>				
Indice moyen d'ensemble des prix à la consommation (IPC) (Québec, Moyenne d'ensemble, non désaisonnalisée)				
Moyenne annuelle			131,7	132,8
Taux de croissance annuelle				0,8%

».

Demandes :

- 7.1 Veuillez déposer dans un fichier Excel les données des tableaux 14-10-0203-01 et 18-10-0004-01 utilisées pour le calcul du Facteur I des tableaux A1-1 et A1-2 (référence (iii)).
- 7.2 Veuillez indiquer si les valeurs des taux de croissance annuelle des tableaux A1-1 et A1-2 sont arrondies à une décimale.
- 7.3 Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi le Transporteur n'a pas utilisé les taux de croissance annuelle arrondis à deux décimales pour le calcul des taux d'inflation pondérés des tableaux 2 et 3 (référence (i)), compte tenu que ces taux et ceux des pondérations sont à deux décimales.
- 7.4 Veuillez déposer les résultats des Tableaux A1-1, A1-2, 2 et 3 en utilisant les valeurs des taux de croissance annuelle arrondis à deux décimales et préciser les écarts qui en résultent par rapport à la preuve initiale.
- 7.5 Veuillez déposer les résultats du tableau 4 (référence (ii)) en fonction des tableaux A1-1, A1-2, 2 et 3 révisés. Veuillez préciser les écarts qui en résultent.

Revenus requis du service de transport 2021 et 2022

- 8. Références :**
- (i) Dossier R-4112-2019, pièce [B-0020](#), p. 16;
 - (ii) Pièce [B-0011](#), p. 35 et dossier R-4112-2019, décision [D-2020-083](#), p. 32, par. 117;
 - (iii) Dossier R-4112-2019, décision [D-2020-083](#), p. 10, par. 31;
 - (iv) Pièce [B-0011](#), p. 35 et 36.

Préambule :

(i) Le Transporteur justifie le rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035 dans le cadre du projet de construction d'une ligne à 320 kV et de l'installation d'équipements au poste des Appalaches :

« 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 ». [nous soulignons]

(ii) Le Transporteur réfère au paragraphe 117 de la décision D-2020-083 :

« La Régie retient que les travaux de rehaussement thermique, notamment ceux de la ligne 7005, sont requis en raison de l'augmentation du transit sur le réseau de transport principal qu'entraîne le service à fournir dans le cadre de la Convention. Bien que la mise en service de la ligne 7005, en juin 2021, rendra disponible une capacité additionnelle, elle ne servira pas au Projet dès 2021, puisque les besoins liés au service demandé n'auront alors pas encore d'impact sur le transit du réseau de transport principal. En conséquence, la Régie demande au Transporteur de justifier toute mise en service partielle du Projet, en fonction du présent paragraphe, dans le cadre des dossiers tarifaires demandant l'intégration des coûts afférents à la base de tarification. » [nous soulignons],[notes de bas de page omises]

(iii) À la référence (iii), la Régie retient du Transporteur :

« Le Transporteur mentionne que les pires situations susceptibles de causer des dépassements de la capacité thermique des lignes 7005 ou 7035 surviennent lorsque l'une de ces lignes est hors tension et que la ligne entre les postes de Lévis et des Appalaches (7097) est déclenchée, ou encore lorsque cette dernière est hors tension et qu'un déclenchement de l'une ou l'autre des lignes 7005 ou 7035 survient ». [note de bas de page omise]

(iv) En ce qui a trait à la mise en service du rehaussement thermique de la ligne 7005, le Transporteur mentionne de façon générale des avantages reliés à la maintenance ainsi qu'aux restrictions lors de pannes.

Demandes :

- 8.1 La référence (iii) présente les pires situations susceptibles de causer des dépassements de la capacité thermique de la ligne 7005. Depuis le dossier R-4112-2019, veuillez préciser si ces situations ont évolué et le cas échéant veuillez décrire les situations qui dorénavant sont considérées les pires au niveau du dépassement de la capacité thermique de la ligne 7005.
- 8.1.1. Veuillez préciser si les pires cas, sont ceux mentionnés à la référence (iii) ou ceux déterminés selon de nouvelles études, sont des événements qui sont pris en considération par les critères de planification. Veuillez également détailler s'il s'agit de cas N, N-1 ou autres.
- 8.2 Selon les références (i), (ii), (iii) et (iv), le rehaussement thermique de la ligne 7005 est utile pour certaines situations de contingences et afin de faciliter la maintenance. Cependant, aucune situation de réseau noble n'est mentionnée par le Transporteur. Outre une certaine souplesse d'exploitation, veuillez expliquer en quoi le rehaussement thermique de la ligne 7005 est utile au réseau de transport en l'absence de la charge de l'interconnexion prévue au dossier R-4112-2019.
- 8.3 Veuillez préciser si les pertes électriques sur le réseau de transport sont diminuées à la suite du rehaussement thermique de la ligne 7005. Le cas échéant, veuillez détailler de quelle façon se concrétise cette diminution des pertes.

Compte d'écarts et de reports - Dépenses en capital

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0011](#), p. 30 et 31;
 - (ii) Pièce [B-0011](#), p. 28, Tableau 27;
 - (iii) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0160](#), p. 3, Tableau 1.

Préambule :

(i) « Selon le Transporteur, compte tenu de l'importance des sommes impliquées, soit 75 % des revenus requis, il n'est pas possible d'ajouter un CÉR sur les dépenses en capital sans avoir à revoir certaines caractéristiques du MRI, dont celle se rapportant au MTÉR, ce qui va à l'encontre de l'allégement réglementaire recherché par la Régie. La Régie a d'ailleurs, dans la décision du dossier tarifaire 2019-2020 du Distributeur, convenu qu'une révision du MTÉR n'était pas envisageable en cours du MRI.

Ainsi, à titre illustratif, dans la mesure où le CÉR aurait été présent lors des années 2019 et 2020, le Transporteur n'aurait conservé que les écarts liés à la Formule d'indexation qui ont été défavorables de 16,0 M\$ en 2019 et de 46,2 M\$ en 2020. Or, lors de la détermination du MTÉR, la Régie a statué qu'il était peu probable que le Transporteur réalise des écarts négatifs et avait retenu un MTÉR asymétrique. La Régie a également précisé que l'objectif premier du MTÉR est d'établir un mode de partage des excédents de rendement tout en cherchant un équilibre entre le

fait de ne pas décourager les initiatives d'efficience qui pourraient se traduire par des gains d'efficience en cours d'année et le fait d'avoir les meilleures prévisions possibles. À l'instar du Distributeur, le Transporteur considère que l'ajout d'un CÉR pourrait s'avérer être un frein à la recherche d'efficience puisque l'efficience générée serait remise à 100 % à la clientèle sans aucune forme d'incitatif pour le Transporteur, ce qui est contraire à l'objectif du MRI de favoriser la réalisation de gains d'efficience ». [notes de bas de page omises]

- (ii) Le Transporteur présente l'évolution des revenus requis du service de transport 2019-2022.
- (iii) Le Transporteur présente le revenu requis de transport 2018-2020 à la suite de la décision D-2020-041.

La Régie établie un tableau sommaire de certains écarts de rendement pour les années 2019 et 2020 à partir des références (ii) et (iii).

Écarts de rendement relatifs aux coûts couverts par la formule d'indexation, du rendement sur la base de tarification et l'amortissement pour les années 2019 et 2020

	2019			2020		
	Réelle	Autorisée	Écart	Réelle	Autorisée	Écart
Coûts couverts par la Formule d'indexation	918,6	902,6	16,0	964,9	918,7	46,2
Rendement base de tarification	1 494,1	1 502,0	(7,9)	1 483,0	1 504,6	(21,6)
Amortissement	1 047,5	1 048,9	(1,4)	1 069,7	1 100,6	(30,9)
			(9,3)			(52,5)
Écarts (favorables) / défavorables			6,7			(6,3)

Demandes :

- 9.1 En lien avec l'affirmation du Transporteur sur l'allégement réglementaire à la référence (i), veuillez commenter la possibilité que la création d'un CÉR sur les dépenses en capital puisse réduire les débats sur l'acuité des prévisions annuelles du Transporteur et ainsi alléger le processus réglementaire.
- 9.2 En référence (i), le Transporteur mentionne qu'il n'aurait conservé que des écarts défavorables pour les années 2019 et 2020 s'il y avait eu un CÉR pour les dépenses en capital. Le tableau compilé par la Régie en préambule illustre que pour ces mêmes années, la somme des écarts relatifs au rendement sur la base de tarification et sur l'amortissement totalise respectivement 9,3 M\$ et 52,5 M\$ des écarts favorables au Transporteur.

Veuillez élaborer, compte tenu qu'il s'agit de montants établis selon des méthodes distinctes, sur le fait que pour ces deux années, les écarts favorables relatifs au rendement sur la base de

tarification et sur l'amortissement se trouvent à palier pour des dépenses supérieures à celles autorisées pour les coûts couverts par la formule d'indexation.

Étude de facteur de productivité multifactorielle (PMF)

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 7;
 - (ii) Dossier R-4058-2018, décision [D-2019-060](#), p. 35 et 36;
 - (iii) Pièce [B-0011](#), p. 10.

Préambule :

(i) « À la pièce HQT-5, Document 2, le Transporteur dépose l'étude PMF effectuée par son expert The Brattle Group et pour laquelle une décision sur la conformité quant au respect des directives de la Régie a déjà été rendue. De plus, comme annoncé dans sa correspondance du 12 mai 2021, le Transporteur s'en remet aux recommandations de son expert en proposant, sur la base des conclusions de l'étude réalisée par celui-ci, les Facteurs X et S utilisés dans la formule d'indexation aux fins de l'établissement des revenus requis de l'année 2022. Ainsi, il retient un Facteur X de -3,38 % ainsi qu'un Facteur S de +0,1 % appliqués à la formule d'indexation ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(ii) « [148] Ces constatations amènent la Régie à déterminer un Facteur X de 0,57 %. Ce Facteur X correspond au facteur X implicite calculé à l'aide de la Méthode de Kahn pour la période 2009-2017, en incluant les coûts liés aux prestations de travail aux investissements à la Formule d'indexation. La Régie note que cette valeur est également proposée par EBM et la FCEI. Elle est également similaire à celle obtenue par EBM en soustrayant les valeurs aberrantes des dix dernières années.

[...]

[151] En l'absence de données d'études comparatives lui permettant d'évaluer la productivité du Transporteur, la Régie ne fixe pas de Facteur S.

[152] Pour ces motifs, la Régie retient un Facteur X de 0,57 % et un Facteur S de 0 % pour le premier MRI du Transporteur ».

(iii) À la note de bas de page numéro 5, le Transporteur soumet ce qui suit : « [...] Pour le Facteur S étant donné les efforts d'efficacité réalisés et constatés au cours des années (voir à cet effet, les balisages et les indicateurs déposés dans ses dossiers tarifaires) tout en maintenant des tarifs sous l'inflation (voir l'évolution des tarifs de transport depuis 2001 (R-4058-2018-B-0119.pdf), le Transporteur retient la valeur inférieure de la fourchette déterminée par l'étude de Brattle, soit 0,1 % ».

Demandes :

- 10.1 Veuillez élaborer sur le choix de la valeur du Facteur X de -3,38 % en fonction du contexte et de l'historique propre au Transporteur. Dans votre réponse veuillez notamment couvrir les éléments relatifs au contexte réglementaire et économique du Transporteur.
- 10.2 Veuillez élaborer sur les avantages et les inconvénients de retenir cette valeur comparativement à celle de 0,57 % retenue par la Régie dans sa décision D-2019-060.
- 10.3 Selon la référence (iii), veuillez justifier le choix de la valeur inférieure de la fourchette déterminée par l'étude de Brattle sur le Facteur S, de 0,1 %, en quantifiant avec références à l'appui, les efforts d'efficience réalisés et constatés par le Transporteur durant la dernière décennie.

Les questions 11 à 14 s'adressent aux experts de Brattle

Composition de l'échantillon

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 3, 15 et 16;
 - (iii) Pièce [B-0012](#), p. 42 et 43;
 - (iv) Dossier R-4058-2018 Phase 2, décision [D-2020-028](#), p. 20 à 22.

Préambule :

- (i) Brattle produit le tableau suivant qui présente les informations financières et opérationnelles du Transporteur et d'Hydro-Québec pour l'année 2019 :

TABLE 1: HQ AND HQT FINANCIAL AND OPERATIONAL DATA AS OF 2019

HQT Financials	
Revenue	\$3.5 billion CAD
Net Income	\$569 million CAD
Total Assets	\$23.8 billion CAD
HQT Operational Data	
Length of Transmission Lines	34,802 km
Number of Substations	534
HQ Operational Data	
Net Electricity Sales	208.3 TWh (including 33.7 TWh in exports)
Capacity	36,700 MW

- (ii) « *Our results suggest that if the Régie wishes to set the X-factor based upon industry-wide productivity, extend the MRI to include capital inputs as well as operating expenses and sets the*

inflation factor in the I-X formula to measure input price inflation then an X-factor of -1.04 percent is reasonable. If the Régie wishes to maintain the current MRI focus only on operating expenses and set it to industry wide O&M PFP, our results suggest that an X-factor of -3.38 percent is the appropriate one.

[...]

The central idea of PBR is to rely on incentives to increase efficiency while reducing regulatory costs to produce just and reasonable rates. In particular, PBR can help to improve two types of efficiencies :

Productive efficiency: Taking customer demand as given, meeting that demand at least cost as possible and operating as close as possible to the frontier of the “production possibility set”; and

Allocative efficiency : Considering that customer demand for outputs and services can change based on their price, providing the highest value range of outputs and services, given the least-cost mix of current inputs and future cost structure and technology.

Depending on the type of PBR plan, the main reason why PBR increases productive efficiencies is it breaks the link between a company’s actual costs and the prices it can charge customers. In general, productive efficiencies tend to be lower under cost-of-service regulation due to weaker incentives to reduce costs and increase efficiency. Several elements of PBR tend to bring about increased incentives to lower costs and improve performance. First, cost-of-service regulation is a “cost-plus” form of regulation whereby a firm’s prices are linked to its underlying costs. An increase in prudently allowed costs results in higher prices. This results in lower incentives to minimize costs ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iii) « For our study, we use 74 U.S. electricity transmission companies. Our general approach for selecting a sample of transmission companies is to select as many companies as possible, governed by data constraints. Productivity growth can exhibit significant volatility at the individual firm level for a number of reasons and the selection of a large sample of companies can help reduce that volatility. Attempting to select a sample of companies that better “matches” HQT would result in a much lower number of companies and lead to potentially more volatility than a larger sample. HQT is a very large company, larger than any in the FERC database, and restricting the sample to companies closest to HQT would leave relatively few companies in the sample. Our TFP growth rate is a weighted average growth rate of the individual company TFP growth rates, where we use company size as a weight, thereby putting more weight on the larger company in our sample than the smaller ones ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(iv) « [71] Elle rappelle que le Facteur X a été déterminé à l’aide de la méthode du jugement, tant pour le MRI du Distributeur que pour celui du Transporteur. Dans sa décision D-2018-067 relative au MRI du Distributeur, la Régie s’exprimait comme suit :

« [162] Cette valeur du Facteur X sera maintenue constante pendant la durée de la première génération du MRI, notamment jusqu’au dépôt des résultats de l’étude PMF du

Distributeur, qui aura lieu au plus tard au cours de la troisième année d'application du MRI. Le cas échéant, la Régie jugera si la valeur du Facteur X doit être ajustée en fonction des résultats de l'étude PMF ».

[72] Ainsi, la Régie souhaite ajuster le Facteur X du MRI du Transporteur selon les résultats de l'étude PMF. En procédant de la sorte, elle vise à mieux le calibrer, en fonction d'une évaluation plus objective et factuelle, sans toutefois s'attendre à ce que la valeur obtenue soit exacte. C'est sous cet angle que les encadrements des études PMF sont énoncés dans la présente décision.

[...]

[85] De plus, la Régie ne peut d'emblée exclure la possibilité qu'il existe une industrie alternative, comme par exemple celle du transport du gaz naturel ou des produits pétroliers, qui permettrait, le cas échéant, de combler ou suppléer à des données insuffisantes ou imprécises émanant du secteur du transport d'électricité. Toutefois, toute utilisation d'une industrie alternative devra démontrer que les facteurs de croissance des coûts de cette industrie sont comparables à ceux du transport de l'électricité ». [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

Demandes :

11.1 La Régie retient de la référence (iii) que l'échantillon retenu par Brattle contient peu de compagnies qui sont de tailles comparables au Transporteur et que l'exclusion des autres compagnies de l'échantillon peut produire des résultats volatiles.

Veillez indiquer si Brattle a réalisé une analyse de sensibilité en choisissant un échantillon composé seulement d'entreprises de tailles davantage comparables au Transporteur. Le cas échéant :

11.1.1. Veuillez préciser le nombre de compagnies retenues et les identifier;

11.1.2. Veuillez fournir les résultats de cette analyse qui incluraient les tableaux 9, 10, 11, 12 et 14 à 21 de la pièce B-0012.

11.2 Veuillez indiquer si l'utilisation de la taille d'une entreprise comme facteur de pondération est suffisante pour combler l'enjeu de comparabilité et produire des résultats précis et sans biais. Veuillez expliciter votre réponse.

11.3 Veuillez indiquer si cette pratique relative à la pondération de l'échantillon en fonction de la taille est appliquée dans les études PMF d'autres juridictions.

11.4 Veuillez indiquer s'il y a des compagnies qui opèrent dans un cadre réglementaire basé exclusivement sur les coûts de service parmi celles incluses dans l'échantillon.

11.4.1. Le cas échéant, veuillez préciser leur nombre.

- 11.4.2. En lien avec la référence (ii), compte tenu que l'efficienne de productivité est plus faible sous un régime réglementaire basé sur le coût de service que sous un MRI, veuillez justifier l'application d'un facteur X de -3,38 % au MRI du Transporteur, alors qu'il est le résultat d'une croissance de productivité historique de certaines compagnies américaines opérant dans un cadre réglementaire basé sur les coûts de service.
- 11.4.3. Dans ce contexte, considérant la référence (iv), veuillez indiquer si la méthode du jugement serait plus appropriée pour fixer le Facteur X. Le cas échéant, veuillez proposer un facteur X qui refléterait mieux la situation du Transporteur et le contexte réglementaire dans lequel ce dernier opère.

Facteur X

- 12. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 52;
 - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 54;
 - (iii) Pièce [B-0012](#), p. 55.

Préambule :

(i) *« In terms of partial factor productivity, we find capital PFP growth was -0.05 % during the entire period, but slowing down significantly throughout the period. We find O&M PP growth was -3.38 % during the period and remained stable throughout the entire period.*

Our studies' finding of negative transmission TFP growth is aligned and consistent with previous transmission TFP growth studies that also found negative TFP growth for transmission services. In Section IV, we reviewed the results of the few transmission TFP studies using the same FERC Form 1 data source but using a different set of transmission companies, different capital methodology, and a shorter period. As mentioned in that Section, in 2018, Hydro One Sault Ste. Marie filed an application with the Ontario Energy Board to escalate transmission rates through an IRM. Two consultants produced TFP studies and both resulted in negative TFP growth. Specifically, PSE calculated a TFP trend of -1.71 % over the period 2005 to 2016 while PEG calculated a TFP trend of -0.34 % over the period 1996 to 2016 ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) Brattle présente au tableau suivant une analyse de sensibilité sur la croissance annuelle de la productivité multifactorielle des utilités publiques américaines de service d'électricité composant l'échantillon de son étude PMF :

Year	Base Case TFP	Geometric Decay Capital	Capital Asset Life 44 Yrs	Capital Asset Life 48 Yrs	Output Share (50%/50%)	Output Share (60%/30%/10%)	A&G and General Plant
1995 - 2019	-1.04%	-1.82%	-1.24%	-0.85%	-1.11%	-1.06%	-0.32%
2000 - 2019	-1.50%	-2.50%	-1.70%	-1.33%	-1.49%	-1.62%	-0.74%
2005 - 2019	-1.69%	-2.91%	-1.93%	-1.51%	-1.67%	-1.81%	-0.97%
2010 - 2019	-1.97%	-3.22%	-2.32%	-1.69%	-1.91%	-2.07%	-1.26%

(iii) « *In general, we do not believe that the inclusion of common costs should significantly affect the results of an electricity transmission TFP study. Inclusion of any share of A&G and general Plant is ultimately subjective and we have found that the methodology used can result in large swings in TFP growth rate. Ultimately, the objective of a transmission TFP study is to measure the TFP growth driven by the highly capital-intensive electricity transmission sector that consist of towers and poles, conductors, substations, etc. A&G and general Plant are the types of costs that most businesses incur—e.g., office buildings, legal fees, human resource, etc.,—and it does not seem reasonable to us that their inclusion in a transmission TFP study should be a main driver of the results. TFP decisions in Massachusetts and Alberta also exclude common costs from TFP studies* ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

Demandes :

12.1 La Régie note à la référence (i) que les résultats de l'étude PMF de Brattle présentent des croissances de productivité multifactorielle négatives, qu'elles soient totales ou partielles. Ces résultats sont cohérents avec ceux des études PMF réalisées dans d'autres juridictions, à savoir l'Ontario, pour les utilités publiques de service de transport d'électricité.

12.1.1. Veuillez expliquer ces résultats négatifs et élaborer sur les facteurs ou les circonstances ayant influencé la croissance négative de la productivité des transporteurs d'électricité américains durant la période d'étude, soit de 1995 à 2019.

12.1.2. Veuillez préciser les facteurs communs ayant influencé les résultats de l'étude de Brattle et de celles d'autres juridictions.

12.2 Veuillez fournir une analyse de sensibilité en complétant le tableau suivant et commenter ses résultats :

Year	Base Case PFP O&M	Capital Asset Life 44 Yrs	Output Share (50 %/50 %)	A&G and General Plant	A&G and General Plant without pension and benefits
1995-2019					
2000-2019					
2005-2019					
2010-2019					

12.3 En lien avec la référence (iii) et la réponse à la sous-question précédente, veuillez indiquer si votre conclusion quant à l'exclusion des coûts communs dans l'étude PMF qui inclut les dépenses en capital dans la formule d'indexation (TFP) s'applique également sur les résultats de l'étude qui considère seulement les CNE (PFP CNE ou O&M). Veuillez élaborer.

Étude économétrique de comparaison des coûts

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 60;
 - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 61 et 62;
 - (iii) Pièce [B-0012](#), p. 63, Tableau 14;
 - (iv) Pièce [B-0012](#), p. 61;
 - (v) Pièce [B-0012](#), p. 64 et 71, Tableaux 15 et 19.

Préambule :

(i) « *We use the same output metrics as we used in our TFP study with the exception that for peak demand we use ratcheted peak demand. Ratcheted peak demand for a given year is the maximum value of peak demand observed since the beginning of the study period up to that year. For example, the ratcheted peak demand for 1995 is the maximum of the peak demand for 1994 and 1995. Similarly, the ratcheted peak demand for 2014 is the maximum peak demand observed over the 1994-2014 period. We believe ratcheted peak demand is a more correct output variable for an econometric model of transmission costs than peak demand because an increase in peak demand in a given year may not necessarily result in capacity additions and additional costs. If the existing capacity is sufficient, an increase in peak demand may not require additional investments. On the other hand, it is more likely that an increase in ratcheted peak demand will require capacity additions and result in additional costs ».* [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) « *The decision to use the fixed effects or the random effects estimator depends on the underlying characteristics of the data and the model specification. A statistical test, performed after estimating the FE and RE models, known as the “Hausman test”, helps assess whether the FE or RE estimator is more appropriate for a given panel dataset and model specification. In our specifications, the Hausman test generally led to the conclusion that the FE model was preferred and so we base our econometric cost comparison analysis on the FE results. The use of the ratcheted peak demand variable, however, complicates the interpretation of results from the fixed effects regression. This is because the ratcheted peak demand for most companies can show little variation over time or can be constant—if a company experienced the highest peak demand earlier in the sample period, the ratcheted demand can potentially stay constant over time. Therefore, for purposes of determining the TFP weights for the output metrics, we adopt the random effects estimator because under RE the effect of the ratcheted peak demand can be measured even if it stays constant over time ».* [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iii) Brattle présente au tableau 14 les résultats du modèle de régression sur le total des coûts.

(iv) « *We consider two common estimators to deal with panel dataset—the fixed effects (“FE”) estimator and random effects (“RE”) estimator. FE assumes that the unobservable company-specific variables are related to one or more of the model’s independent variables and failure to control for them could bias the parameter estimates. Therefore, it removes the unobserved effect from the error term prior to model estimation using a data transformation process. During this process, other independent variables that are constant over time are also removed meaning that the FE estimation cannot estimate the impact of variables that remain constant over time. The benefit, however, of FE is that it controls for company-specific factors that are not observable but that remain constant over time* ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(v) Brattle présente respectivement aux tableaux 15 et 19 les résultats des analyses comparatives des coûts totaux et du total des CNE pour le Transporteur.

Demandes :

13.1 La Régie note de la référence (i) que Brattle, dans le cadre de son étude économétrique, a remplacé la variable explicative (mesure d’exrçant dans l’étude PMF) « peak demand » par « ratcheted peak demand ».

13.1.1. Veuillez indiquer si cette pratique est commune dans les études économétriques de comparaison des coûts réalisées pour les utilités publiques de service d’électricité d’autres juridictions.

13.1.2. Dans la négative, veuillez indiquer si des tests statistiques ont été effectués afin de s’assurer que la qualité de prévision du modèle de régression n’est pas négativement affectée. Le cas échéant, veuillez présenter les résultats de ces tests.

13.1.3. Veuillez indiquer si le remplacement de cette variable impacte la précision des résultats du modèle de régression qui considère le total des CNE comme variable dépendante. Veuillez élaborer.

13.1.4. Veuillez fournir les résultats des tableaux 18 et 19 en utilisant « peak demand » plutôt que « ratcheted peak demand » comme variable explicative. Veuillez commenter les résultats.

13.2 En lien avec la référence (ii) et compte tenu de l’utilisation des données de panel dans l’étude économétrique, veuillez indiquer si l’utilisation de la méthode d’estimation, soit avec effets fixes ou avec effets aléatoires, est suffisante pour éviter les problèmes de biais des variables omises.

13.3 Dans le cas contraire, veuillez préciser si d’autres tests statistiques, à l’instar de ceux de corrélation (autocorrélation intra et inter-utilités) et d’hétéroscédasticité (intra et inter-utilités) seraient requis afin de valider la robustesse des modèles de régression utilisés. Veuillez élaborer.

- 13.4 La Régie constate au tableau 14 que les variables suivantes ne sont pas statistiquement significatives dans les quatre cas de figures : « Total Energy Output »; « Substation count per line km »; « Average Voltage of Transmission Lines » et « avg. Substation Capacity ». La Régie note également que la variable « Ratcheted peak demand » n'est pas statistiquement significative en utilisant la méthode d'estimation avec effets fixes (cas 1 et 3).
- 13.4.1. Veuillez expliquer la non significativité de ces variables.
- 13.4.2. Étant donné la faiblesse de la qualité de prévision des modèles de régression ($R^2 = 0,441$), veuillez indiquer si le retrait de ces variables, ou d'une partie de celles-ci, des modèles de régression améliorerait la précision des résultats et la qualité de prédiction de ces modèles. Veuillez élaborer.
- 13.4.3. Veuillez interpréter et expliquer les résultats sur la qualité de prévision des modèles de régression des quatre cas de figures, soit pour les éléments suivants : R-squared, R sq. within, R sq. between, R sq. overall et Ajusted R sq. Dans vos explications, veuillez faire le lien entre les variables explicatives (statistiquement significatives) et la variable dépendante.
- 13.5 La Régie constate aux tableaux 15 et 19 que Brattle a utilisé la méthode d'estimation avec effets fixes aux fins des analyses comparatives des coûts totaux et des CNE. Toutefois, elle note aux références (ii) et (iv) d'une part que la variable « ratcheted peak demand » complique l'interprétation des résultats avec cette méthode puisque cette variable peut demeurer stable durant la période d'étude et que l'estimation avec effets fixes ne peut pas estimer les variables indépendantes qui sont constantes dans le temps.
- 13.5.1. Veuillez justifier le choix de la méthode d'estimation avec effets fixes plutôt que celle avec effets aléatoires pour réaliser les analyses comparatives de coûts.
- 13.5.2. Veuillez indiquer si l'utilisation de la méthode d'estimation avec effets fixes présente un problème méthodologique.
- 13.5.3. Veuillez élaborer quant à l'impact de l'estimation avec effets fixes sur la robustesse et la qualité de précision des résultats.
- 13.5.4. Veuillez fournir les résultats des tableaux 15 et 19 en utilisant la méthode d'estimation avec effets aléatoires.

Facteur S

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0012](#), p. 76 et 77;
 - (ii) Pièce [B-0012](#), p. 8 et 9;
 - (iii) Dossier R-4058-2018, décision [D-2019-060R](#), p. 5;
 - (iv) Dossier R-4058-2018, décision [D-2019-060](#), p. 36.

Préambule:

(i) « [...] *We conducted an econometric cost comparison analysis and described our methodology, model and results in Section VII. That analysis shows that HQT's costs tended to be fairly close to the costs predicted by the econometric model. As we stated in Section III, however, we caution against mechanical use of econometric cost comparison analysis for setting the stretch factor, as it cannot be a complete substitute for what we believe is ultimately an exercise based on judgement as well as regulatory precedence. As mentioned, a robust methodology connecting the results of the cost comparison and the stretch factor is lacking and the analysis relies on econometric estimates of cost models the results of which can be very sensitive to assumptions, specifications and estimators used. Part of that judgement and regulatory prudence involves examining and giving weight to past regulatory decisions on the stretch factor adopted by regulators for a transmission or electricity distribution PBR plan. In Section III, we summarized recent North American stretch factor decisions in electricity transmission and distribution PBR plans and found them to range from 0.10 to 0.30 percent.*

Based upon our analysis, we believe that 0.10 to 0.30 percent is a reasonable range for the S-factor for an MRI plan that resets the X-factor in year four of the plan or in a plan and that could apply to both HQT's operating expenses as well as its capital expenses ». [nous soulignons]

(ii) Brattle décrit plusieurs changements au niveau des opérations structurelles et de la méthodologie comptable du Transporteur durant la période 2008-2019.

(iii) « [6] *En fonction de ce qui est indiqué au paragraphe 2 de la présente décision, la Régie rectifie ce paragraphe par ce qui suit :*

« [492] Le MRI de type plafonnement des revenus retenu par la Régie se définit sous la forme générique suivante :

$$RR_{t+1} = [(RR_t - Y_t - Z_t) * (1 + I_t - (X + s))] + C_{t+1} + Y_{t+1} + Z_{t+1} + CÉR_{\text{pré-MRI}} + ER_{t-1} \text{ »}.$$

(iv) « [153] *Dans sa décision D-2018-001, la Régie retenait le Facteur C proposé par le Transporteur, correspondant à la formule utilisée dans les dossiers tarifaires pour évaluer, selon une approche paramétrique, la croissance de ses coûts liés à ses activités de base découlant des MES des projets d'investissement des catégories « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien et amélioration de la qualité du service »* ». [note de bas de page omise]

Demandes :

- 14.1 Veuillez indiquer si la recommandation de Brattle d'un facteur S oscillant entre 0,10 % et 0,30 % s'applique pour toutes les périodes d'analyses.
- 14.2 Dans la négative, veuillez préciser le facteur S qui s'appliquerait aux périodes suivantes : 2001-2019, 2005-2019 et 2010-2019.
- 14.3 Selon votre analyse comparative, veuillez indiquer si vous qualifieriez de faible, moyenne ou élevée, l'efficacité de coûts du Transporteur par rapport aux utilités publiques américaines composant l'échantillon durant la période 2001-2019. Veuillez expliquer.
- 14.4 En lien avec la référence (ii), veuillez indiquer si les changements structurels pour les opérations du Transporteur durant la période 2008-2019 ont une influence importante sur le facteur S proposé par Brattle. Veuillez élaborer.
- 14.5 Veuillez expliquer la faiblesse de l'efficacité de coûts des utilités publiques américaines de service d'électricité durant la période 2001-2019.
- 14.6 La Régie note à la référence (i) que Brattle met en garde contre toute utilisation systématique de l'étude économétrique de comparaison des coûts pour déterminer un facteur S, puisque cette étude n'est pas un substitut complet à l'exercice du jugement et à l'historique réglementaire.
- 14.6.1. En regard de la référence (iii), veuillez indiquer si la recommandation de Brattle au présent MRI tient compte de la présence d'un facteur de croissance hors de la formule d'indexation qui capte les coûts de mises en service des projets des catégories « Croissance des besoins de la clientèle » et « Maintien et amélioration de la qualité de service ».
- 14.6.2. Dans la négative, veuillez proposer un facteur S pour la période 2001-2019 qui tient compte de la présence d'un facteur de croissance hors de la formule d'indexation et qui s'appliquerait à la 4^e année du présent MRI. Veuillez expliquer.

Planification du réseau de transport

- 15. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 5 à 9;
 - (ii) Pièce [B-0025](#), p. 7 et 10;
 - (iii) [Suivi administratif de la décision D-2012-010](#);
 - (iv) Dossier R-3669-2008 Phase 2, décision [D-2012-010](#), p. 67 et 68;
 - (v) Dossier R-3903-2014, décision [D-2015-017](#), p. 104.

Préambule :

(i) En ce qui concerne la méthode de planification du réseau de transport, le Transporteur présente le contexte, la conception du réseau de transport et la démarche de planification du réseau de transport.

En page 9, le Transporteur mentionne, notamment, que depuis le dernier dossier tarifaire, aucune modification entraînant un impact sur les investissements requis n'a été apportée à ses critères de conception.

(ii) Le Transporteur aborde le sujet des nouvelles technologies en page 7 :

« Dans le contexte de la transition énergétique, d'autres moyens (par exemple un système de stockage), sont maintenant en mesure d'offrir le service de régulation de fréquence primaire.

Par ailleurs, de plus en plus de sources de production sont raccordées au réseau au moyen d'onduleurs. C'est le cas par exemple des parcs photovoltaïques et de certains parcs éoliens. Ce type de raccordement contribue peu ou pas à maintenir l'intégrité du réseau à la suite d'un événement, contrairement à la plupart des centrales munies d'alternateurs raccordées directement au réseau. Face à cette situation, le Transporteur anticipe des besoins croissants en régulation de fréquence primaire qui pourraient se manifester à court terme ». [nous soulignons]

Le Transporteur précise en page 10 :

« Depuis le dépôt de sa demande tarifaire 2020, le Transporteur a tenu deux rencontres dans le cadre du Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport prévu à l'appendice K des Tarifs et conditions, soient les 24 et 25 septembre 2020 ainsi que les 3 et 4 juin 2021, en français et en anglais. Le Transporteur a déposé, le 19 mai 2021¹⁵, un rapport sur les rencontres tenues en 2020 ». [nous soulignons]

La note de bas de page n°15 se libelle comme suit :

« ¹⁵ [Suivi administratif](#) en lien avec la décision D-2012-010 ».

(iii) Dans son rapport sur les rencontres du 24 et 25 septembre 2020, le Transporteur indique :

« La gestion de la pointe sur le réseau de transport d'électricité a par la suite été présentée par le Transporteur. Les différents éléments à considérer afin de maintenir la fiabilité du réseau, notamment la pointe, la rampe, la tension et la fréquence ont été expliqués. L'impact des nouvelles technologies sur la pointe du réseau de transport a été analysé. Un sommaire des services offerts par les ressources énergétiques décentralisées (RED) a été abordé ainsi que l'utilité des onduleurs pour le réseau de transport. Le Transporteur a conclu en expliquant qu'à l'avenir, tant les solutions traditionnelles que les technologies décentralisées devront être prises en considération dans l'élaboration du réseau de transport.

Le Distributeur a poursuivi la rencontre en présentant les améliorations et nouveaux produits de prévision reflétant l'émergence des nouvelles technologies et les efforts de décarbonation. Le Distributeur a présenté à titre d'exemples les changements dans son approche pour inclure l'impact d'une plus forte diffusion des véhicules électriques, de la production solaire photovoltaïque distribuée ainsi que de la conversion des clients de la bi-énergie vers l'électricité. Le Distributeur a expliqué comment son approche permet de tenir compte des caractéristiques régionales. Par ailleurs, le Distributeur a présenté un outil d'analyse en développement qui lui permet d'évaluer la contribution des divers moyens de gestion de la demande à sa disposition.

Finalemment, une représentante de Services Hilo Inc., une filiale d'Hydro-Québec, a présenté le système Hilo dont la première phase visant l'offre de maison intelligente fut inaugurée en septembre 2020. Cette offre est basée sur une réduction de la demande en puissance en période de pointe hivernale donnant lieu à des récompenses pour la clientèle. D'autres phases, notamment pour la mobilité électrique et l'autoproduction solaire, suivront pour le secteur résidentiel ». [nous soulignons]

(iv) Par la décision D-2012-010 rendue dans le cadre du dossier R-3669-2008 Phase 2, la Régie se prononçait comme suit à l'égard du processus de planification des installations de transport :

« [313] La Régie retient, toutefois, le besoin exprimé par certains intervenants, notamment les clients du Transporteur, à l'effet de mieux comprendre les divers intrants liés à la planification. Ces intrants comprennent, entre autres, les critères de conception utilisés, les méthodologies employées pour la planification du réseau et dans la réalisation des études d'impact, ainsi que les modalités de prise en compte des besoins des clients.

[314] La Régie retient également que les clients souhaitent être impliqués en temps opportun dans un processus ouvert et transparent et ainsi avoir la possibilité de tenir des échanges significatifs avec le Transporteur préalablement à l'élaboration de sa planification.

[315] La Régie est d'avis que la mise en place d'un cadre d'échanges ouvert et consacré aux aspects liés à la planification du réseau est justifiée dans les circonstances. Par la présentation des plans d'évolution des actifs tenant compte à la fois des besoins exprimés par les clients et du développement prévu du réseau, ces échanges permettront une meilleure compréhension des solutions à moyen et long termes telles que les envisage le Transporteur.

[316] La mise en place d'un tel cadre d'échanges doit donner aux clients du service de transport l'opportunité de tenir des discussions en temps opportun avec le Transporteur lui permettant d'en tenir compte dans son exercice de planification. Ces échanges et discussions se tiendront dans un cadre autre que celui d'un dossier réglementaire.

[317] Selon la Régie, la mise en place de ce forum d'échanges ne remplace pas et ne saurait interférer avec le processus formel de traitement des demandes de service présentées en vertu du texte des Tarifs et conditions. De même, la Régie est d'avis qu'au terme de ces discussions, il appartiendra au Transporteur de déterminer les projets qu'il retient dans son plan d'évolution des actifs, lequel est présenté dans le cadre des dossiers tarifaires.

[318] Par ailleurs, la Régie considère que l'analyse des solutions n'impliquant pas des actifs de transport, tels la gestion de la demande ou les programmes d'efficacité énergétique ne devrait pas être incluse dans les sujets à traiter. Cette analyse relève de la responsabilité du Distributeur dans la gestion des approvisionnements en énergie pour desservir la charge locale. Les besoins en service de transport identifiés par le Distributeur tiennent compte de l'analyse comparative de ces solutions et de celles pouvant impliquer l'ajout d'actifs de transport. Le Transporteur pourra toutefois être appelé à fournir des informations sur les intrants, paramètres et méthodes qu'il a utilisés à cette fin.

[319] La Régie s'attend à ce que ces rencontres se tiennent au moins une fois par année. Le Transporteur devra faire rapport de ces rencontres à la Régie par le biais d'un suivi administratif annuel ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

(v) Par la décision D-2015-017 rendue dans le cadre du dossier R-3903-2014, la Régie se prononçait à l'égard des éventuelles modifications aux critères de conception comme suit :

« [470] La Régie prend acte de la volonté du Transporteur de lui faire état d'éventuelles modifications qui seraient apportées à ses critères de conception. La Régie est d'avis que toute modification apportée aux critères de conception devrait lui être présentée le plus rapidement possible. Cette présentation devrait d'abord être faite dans le cadre d'une rencontre administrative à caractère technique, suivant immédiatement le dépôt du premier projet soumis pour approbation auquel cette modification serait applicable.

[471] La Régie est d'avis que cette présentation devrait inclure l'impact de la modification sur la justification et la description du projet présenté. Elle devrait aussi faire état des répercussions de cette modification sur l'ensemble de la planification des investissements du Transporteur. Compte tenu de ce dernier élément, la Régie demande que cette modification soit aussi présentée dans le dossier tarifaire subséquent à sa mise en application ».

Demandes :

15.1 La Régie comprend de la référence (iii) que le Transporteur a analysé l'impact des nouvelles technologies sur la pointe du réseau de transport. Veuillez confirmer ou corriger la compréhension de la Régie.

15.1.1. Veuillez préciser si le Transporteur a terminé d'analyser l'impact des nouvelles technologies sur la pointe du réseau de transport. Dans la négative, veuillez indiquer à quel moment le Transporteur prévoit terminer cette analyse.

15.2 La Régie retient de la référence (iii) que, selon le Transporteur, les solutions traditionnelles autant que les technologies décentralisées devront être prises en considération à l'avenir dans l'élaboration du réseau de transport et que les méthodes de planification devront évoluer pour tenir compte de cette nouvelle réalité. Veuillez indiquer si le Transporteur prévoit revoir la méthode de planification du réseau de transport (référence (i)).

- 15.2.1. Le cas échéant, veuillez indiquer à quel moment le Transporteur prévoit informer la Régie des éventuels changements à la méthode de planification du réseau de transport.
- 15.3 La Régie note qu'aucune modification entraînant un impact sur les investissements requis n'a été apportée aux critères de conception du Transporteur (références (i) et (v)).
- 15.3.1. Veuillez préciser si l'affirmation du Transporteur en page 9 de la référence (i) couvre les changements aux répertoires du NPCC ou aux normes de fiabilité du NPCC et de la NERC. Veuillez expliquer.
- 15.3.2. Veuillez préciser si, parmi les changements aux répertoires du NPCC ou aux normes de fiabilité du NPCC et de la NERC, certains ont été effectués ou seront effectués pour tenir compte des impacts des nouvelles technologies sur la pointe du réseau de transport ou sur la planification et l'exploitation du réseau de transport.
- 15.3.3. Veuillez préciser si le NPCC et la NERC ont terminé d'analyser l'impact des nouvelles technologies sur le réseau de transport.
- 15.3.4. Le cas échéant, veuillez élaborer sur la pertinence d'informer la Régie des changements aux répertoires du NPCC ou aux normes de fiabilité du NPCC et de la NERC qui ont un impact sur les investissements requis.
- 15.4 La Régie note que le Transporteur anticipe des besoins croissants en régulation de fréquence primaire qui pourraient se manifester à court terme (référence (ii)).
- 15.4.1. Veuillez préciser les sources de production associées à ce besoin additionnel ainsi que l'horizon anticipé de ce besoin additionnel.
- 15.4.2. Veuillez préciser si le Transporteur envisage la possibilité d'avoir des investissements au niveau du réseau de transport associés, directement ou indirectement, à cette augmentation potentielle des besoins en régulation de fréquence. Veuillez expliquer.
- 16. Références :** (i) Pièce [B-0021](#), p. 12;
(ii) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0035](#), p. 8;
(iii) Dossier R-3934-2015, pièce [B-0057](#), p. 4, R2.1.

Préambule :

- (i) Le Transporteur présente le taux d'utilisation du réseau de transport pour 2019 et 2020 au tableau 2 :

Demande de renseignements n° 1 caviardée de la Régie au Transporteur

<<

Tableau 2
Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2019 et 2020 (%)

	2019		2020	
	Charge locale	Réseau global	Charge locale	Réseau global
Janvier	88,1	95,6	81,3	91,6
Février	84,3	95,5	81,1	90,3
Mars	78,9	90,6	68,5	82,4
Avril	66,0	77,6	58,7	68,4
Mai	54,8	66,8	47,8	63,1
Juin	46,2	61,7	50,2	62,8
Juillet	48,4	63,8	51,8	65,3
Août	47,6	63,1	49,4	51,1
Septembre	46,4	61,8	45,3	57,9
Octobre	51,5	63,0	60,6	72,4
Novembre	72,8	84,8	67,2	77,9
Décembre	84,5	94,1	81,6	89,2

Notes :

- Le taux d'utilisation représente le rapport entre l'utilisation du réseau de transport et la capacité de transport prévue à la pointe pour 2019 et 2020.
- L'heure de pointe correspond à l'heure à laquelle le transport pour la charge locale et pour les services de transport de point à point est à son maximum.
- La capacité de transport prévue à la pointe, déterminée par la simulation d'un scénario de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation anticipées à la pointe, a été établie à 44 233 MW pour 2019 et à 45 334 MW pour 2020.

>>

(ii) Dans le dossier R-4096-2019, le Transporteur présente le taux d'utilisation du réseau de transport pour 2018 au tableau 2 :

<<

Tableau 2
Taux d'utilisation du réseau de transport pour 2018 (%)

	Charge locale	Réseau global
Janvier	89,9%	96,9%
Février	81,0%	94,4%
Mars	73,4%	87,7%
Avril	69,1%	82,1%
Mai	47,3%	60,6%
Juin	48,3%	63,7%
Juillet	51,6%	67,1%
Août	49,7%	65,1%
Septembre	51,2%	65,0%
Octobre	57,5%	69,9%
Novembre	78,0%	90,8%
Décembre	80,0%	89,8%

Notes :

- Le taux d'utilisation représente le rapport entre l'utilisation du réseau de transport et la capacité de transport prévue à la pointe pour 2018.
- L'heure de pointe correspond à l'heure à laquelle le transport pour la charge locale et pour les services de transport de point à point est à son maximum.
- La capacité de transport prévue à la pointe pour 2018, déterminée par la simulation d'un scénario de forte demande survenant dans les conditions d'exploitation anticipées à la pointe, a été établie à 43 578 MW.

>>

(iii) « 2.1 Veuillez expliquer ce qui justifie l'accroissement constant des pertes réelles de transport depuis 2008?

R2.1 Plusieurs facteurs peuvent concourir à influencer les pertes de transport réelles sur le réseau intégré du Transporteur. Les pertes de transport varient entre autres en fonction de la charge transitée, ainsi que de la configuration et du mode d'exploitation du réseau. Des facteurs tels que l'augmentation des besoins de transport sur le réseau ou la diminution des apports en électricité au sud du réseau près des centres de consommation ont un effet sur les pertes de transport ».

Demandes :

16.1 Pour 2018, la Régie note que le taux d'utilisation du réseau de transport, pour le réseau global, est de 96,9 % en janvier 2018 et de 94,4 % en février 2018 (référence (ii)). La Régie note également un taux d'utilisation du réseau de transport pour 2019 de 95,6 %, 95,5 % et 94,1 % respectivement pour les mois de janvier, février et décembre 2019 (référence (i)). Or, pour l'année 2020, la Régie note un taux d'utilisation pour le réseau global de 91,6 %, 90,3 % et 89,2 % respectivement pour janvier, février et décembre 2020 (référence (i)).

16.1.1. Veuillez expliquer ces niveaux inférieurs des taux d'utilisation pour le réseau global constatés en 2020.

16.2 La Régie note également une tendance du taux d'utilisation en 2020 différente de celle des années 2019 et 2018 principalement pour les mois de mars, avril, août et septembre à novembre 2020. Veuillez expliquer.

16.3 Veuillez expliquer l'augmentation de la capacité de transport prévue à la pointe de 44 233 MW pour 2019 et 45 334 MW pour 2020 à une valeur supérieure à celle prévue à la pointe de l'année 2018 de 43 578 MW.

16.4 La Régie comprend qu'un taux d'utilisation plus faible offre une marge plus grande pour répondre à la pointe. Dans ce contexte, veuillez élaborer sur les impacts d'un taux d'utilisation du réseau plus faible, comme en 2020, sur la capacité de transport prévue à la pointe au cours des prochaines années.

16.5 En lien avec la référence (iii), veuillez préciser si le taux d'utilisation plus faible en 2020 a un impact sur le taux de pertes 2020. Veuillez expliquer.

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 13;
 - (ii) Pièce [B-0036](#), p. 8;
 - (iii) [Site OASIS du Transporteur](#), description du point de livraison et de réception Nouveau-Brunswick;
 - (iv) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0035](#), p. 9.

Préambule :

(i) Le Transporteur présente la capacité de transfert en réception et en livraison des interconnexions pour 2019 et 2020 au tableau 3 :

Demande de renseignements n° 1 caviardée de la Régie au Transporteur

<<

Tableau 3
Capacité de transfert en réception et en livraison des interconnexions pour 2019 et 2020

Réseau	Capacité de transfert en réception		Capacité de transfert en livraison	
	Chemin	MW	Chemin	MW
Ontario	CHNO-HQT	0	HQT-CHNO	65
	DYMO-HQT	0	HQT-DYMO	85
	LAW-HQT	470	HQT-LAW	800
	ON-HQT	1250	HQT-ON	1250
	OTTO-HQT	110	HQT-OTTO	0
	P33C-HQT	0	HQT-P33C	345
	Q4C-HQT	140	HQT-Q4C	0
	Total	1 970	Total¹	2 545
New York et Cornwall	CORN-HQT	0	HQT-CORN ²	160
	DEN-HQT	100	HQT-DEN ²	199
	MASS-HQT	1 000	HQT-MASS	1 800
	Total	1 100	Total²	2 125
Nouvelle-Angleterre	DER-HQT	0	HQT-DER ³	50
	HIGH-HQT	170	HQT-HIGH	225
	NE-HQT	2 000	HQT-NE	2 000
	Total	2 170	Total	2 275
Nouveau-Brunswick	NB-HQT	785	HQT-NB	1 200
	TOTAL	785	Total	1 200⁴
Brookfield	MAFA-HQT	99	HQT-MAFA	0
	MATI-HQT	255	HQT-MATI	0
	Total	354	TOTAL	0
Churchill Falls	LAB-HQT	5 150	HQT-LAB	0
	Total	5 150	Total	0
Total	11 529		8 145	

Notes :

Les capacités de transfert sont des capacités maximales de référence et non de transport fermes.

¹ À l'exclusion de 160 MW livrables par le chemin HQT-CORN.

² Le transit CORN + DEN ne peut excéder 325 MW en livraison simultanée.

³ En évaluation.

⁴ La capacité de transfert en livraison pour le chemin HQT-NB passe de 1 029 MW à 1 200 MW en 2020. Ainsi, le total de la capacité de transfert en livraison s'établit à 7 974 pour 2019 et à 8 145 pour 2020.

>>

(ii) Dans ses commentaires sur les demandes d'intervention, le Transporteur précise que la capacité de transfert en livraison vers le Nouveau-Brunswick a été mise à jour afin de tenir compte de l'accroissement de charge radiale au Nouveau-Brunswick pouvant être alimentée à partir du Québec, comme annoncé sur le site OASIS.

Le Transporteur réfère à l'avis sur le site OASIS du 27 novembre 2020.

(iii) Dans la description du point de livraison et de réception Nouveau-Brunswick affichée sur le site OASIS du Transporteur, il est mentionné, entre autres, ce qui suit :

« 2.1. Capacité totale de transfert

La capacité totale de transfert maximale au point de livraison NB est de 1200 MW.

La capacité totale de transfert maximale au point de réception NB est de 769 MW.

2.1.1. Capacité en condition normale

Lorsque tous les équipements sont disponibles, la capacité en livraison peut fluctuer entre 700 MW et 1200 MW. Celle-ci est limitée par :

- la capacité thermique du GC-1 du poste de la Madawaska (350 MW à 35°C);*
- la capacité thermique des convertisseurs de Eel River (350 MW);*
- la charge du Nouveau-Brunswick raccordée au réseau du Québec par les postes d'Edmundston et de l'Eel River.*

La capacité maximale au point de réception est de 769 MW (419 MW + 350 MW) mais elle peut être limitée par la capacité thermique des convertisseurs des postes de la Madawaska au Québec et de l'Eel River au Nouveau-Brunswick. Selon la configuration du réseau, la capacité affichée au point de réception peut fluctuer entre 700 MW et 769 MW ». [nous soulignons]

(iv) Dans le dossier R-4096-2019, le Transporteur présente la capacité de transfert en réception et en livraison des interconnexions pour 2018 au tableau 3 :

<<

Tableau 3
Capacité de transfert en réception et en livraison des interconnexions pour 2018

Réseau	Capacité de transfert en réception		Capacité de transfert en livraison	
	Chemin	MW	Chemin	MW
Ontario	CHNO-HQT	0	HQT-CHNO	65
	DYMO-HQT	0	HQT-DYMO	85
	LAW-HQT	470	HQT-LAW	800
	ON-HQT	1250	HQT-ON	1250
	OTTO-HQT	110	HQT-OTTO	0
	P33C-HQT	0	HQT-P33C	345
	Q4C-HQT	140	HQT-Q4C	0
	Total	1 970	Total ¹	2 545
New York et Cornwall	CORN-HQT	0	HQT-CORN ²	160
	DEN-HQT	100	HQT-DEN ²	199
	MASS-HQT	1 000	HQT-MASS	1 800
	Total	1 100	Total ²	2 125
Nouvelle-Angleterre	DER-HQT	0	HQT-DER	50
	HIGH-HQT	170	HQT-HIGH	225
	NE-HQT	2 000	HQT-NE	2 000
	Total	2 170	Total	2 275
Nouveau-Brunswick	NB-HQT	785	HQT-NB	1 029
	TOTAL	785	Total	1 029
Brookfield	MAFA-HQT	99	HQT-MAFA	0
	MATI-HQT	255	HQT-MATI	0
	Total	354	TOTAL	0
Churchill Falls	LAB-HQT	5 150	HQT-LAB	0
	Total	5 150	Total	0
Total	11 529		7 974	

Notes :

Les capacités de transfert sont des capacités maximales de référence et non les capacités de transport fermes.

¹ À l'exclusion de 160 MW livrables par le chemin HQT-CORN

² Le transit CORN + DEN ne peut excéder 325 MW en livraison simultanée.

>>

Demandes :

- 17.1 Veuillez expliquer la signification de la note de bas de page 3 « en évaluation » à l'égard de la capacité de transfert en livraison sur le chemin HQT-DER (référence (i)).
- 17.2 Veuillez concilier la capacité totale de transfert maximale au point de réception Nouveau-Brunswick de 785 MW (référence (i)) avec celle de 769 MW (référence (iii)).

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 29 et 30, Annexe 2;
 - (ii) Pièce [B-0021](#), p. 31, Annexe 3;
 - (iii) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0035](#), p. 15, Annexe 2;
 - (iv) [Communiqué de presse](#) d'Hydro-Québec du 7 septembre 2021.

Préambule :

- (i) Le Transporteur présente les investissements par catégorie à l'horizon 2031 à l'Annexe 2.
- (ii) Le Transporteur présente les principaux projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2022 à l'Annexe 3.
- (iii) Au dossier R-4096-2019, le Transporteur présentait les principaux projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2020.
- (iv) Dans le communiqué de presse du 7 septembre 2021, Hydro-Québec mentionne :

« Hydro-Québec confirme que la solution privilégiée pour la transition énergétique dans l'archipel des Îles-de-la-Madeleine demeure le raccordement au moyen de câbles sous-marins de 225 km à partir de Percé.

Au cours de la dernière année, l'entreprise a consulté la population et analysé les différents scénarios d'alimentation. Les résultats de cette démarche permettent de confirmer que le raccordement au réseau principal demeure la solution la mieux adaptée sur les plans environnemental, social et économique ainsi pour la fiabilité de l'approvisionnement ».

Demandes :

- 18.1 La Régie note l'augmentation du budget total du projet « Raccordement des Iles de la Madeleine », dont le dépôt à la Régie et la mise en service sont prévus respectivement en 2022 et en 2026, de 770 M\$ (référence (iii)) à 1 113,3 M\$ (référence (i)).
- 18.1.1. Veuillez expliquer les causes de cette augmentation du budget.
 - 18.1.2. Veuillez préciser à quelle étape du projet le Transporteur est rendu.
 - 18.1.3. Veuillez fournir une description sommaire de la solution envisagée.
- 18.2 En ce qui concerne les interconnexions, la Régie note que le Transporteur fournit les coûts globaux qui tiennent compte des demandes de service de point à point 203T et 225T, liées à l'interconnexion Appalaches-Maine et l'interconnexion Hertel-New-York (référence (i)). Veuillez répartir le montant de 787,3 M\$ prévu pour les interconnexions entre le projet d'interconnexion Appalaches-Maine et le projet d'interconnexion Hertel-New-York.

18.3 La Régie note que les autres projets d'investissements, pour « Maintien des actifs », « Maintien et amélioration de la qualité », « Respect des exigences », « Intégration de production et interconnexions » et « Croissance de la charge locale » incluent les coûts résiduels pour les projets autorisés, les projets dont le dépôt est ultérieur à 2022 et les projets inférieurs à 65 M\$ (référence (i)). Veuillez fournir la ventilation des coûts des investissements pour chacune des catégories d'investissement selon qu'il s'agisse :

18.3.1. Des autres projets déjà autorisés (coûts résiduels);

18.3.2. Des autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2022;

18.3.3. Des investissements de moins de 65 M\$.

18.4 La Régie note que le remplacement de l'automatisme Solution Permanente à la Séparation du Réseau (SPSR) est prévu pour 2026 à un coût estimé de 100 M\$ (référence (ii)). Veuillez préciser l'objectif du projet SPSR et fournir une description sommaire de l'automatisme et/ou de l'appareillage qui serait requis.

État de la transformation des postes

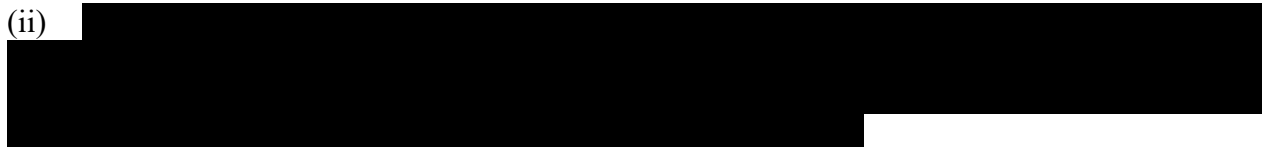
19. **Références :** (i) Pièce [B-0022](#), p. 8, Tableau 1;
(ii) Pièce B-0023 (déposée sous pli confidentiel), p. 7.

Préambule :

(i) Au poste Grand-Brûlé 735/120 kV le Transporteur indique 3 transformateurs d'une capacité nominale de 450 MVA chacun. Ces transformateurs présentent une capacité ferme hiver de 1260 MVA, soit $2 \times 450 \times 1.4 = 1260$ MVA :

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						
Grand-Brûlé 735/120	3 de 450	1260	900	797	1260	789	313	450	297

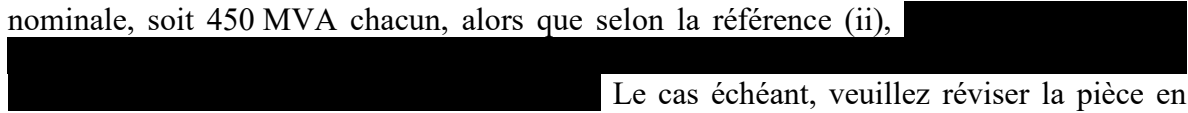
(ii)



Demandes :

19.1 Veuillez expliquer les valeurs des capacités de transformation hiver et été ainsi que la valeur de la capacité ferme d'été pour le poste Grand-Brûlé du tableau de la référence (i). Le cas échéant, veuillez réviser la pièce en référence (i).

19.2 Selon la référence (i), les trois transformateurs du poste Grand-Brûlé ont la même capacité nominale, soit 450 MVA chacun, alors que selon la référence (ii),



Le cas échéant, veuillez réviser la pièce en référence (ii).

- 20. Références :** (i) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0067](#), p. 8, Tableau 1;
(ii) Pièce [B-0022](#), p. 8, Tableau 1.

Préambule :

(i) Au dossier tarifaire précédent, le Transporteur indique 2 transformateurs de 510 MVA et 2 transformateurs de 1650 MVA pour le poste Manicouagan 735/315 kV :

Tableau 1
État de la transformation des postes du réseau principal
prévu à la pointe d'hiver 2018-2019 et à la pointe d'été 2019

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	2 de 510 + 2 de 1650	6048	4320	2055	3738	2055	1024	2670	1025

(ii) Les nouvelles informations pour le poste Manicouagan 735/315 kV indiquent un seul transformateur de 510 MVA et 2 transformateurs de 1650 MVA :

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	6048	4320	2023	3024	2023	713	2670	695

Demande :

20.1 Selon les références (i) et (ii), il y a un transformateur de 510 MVA en moins au poste Manicouagan 735/315 kV. Veuillez expliquer le fait que les capacités de transformation hiver et été ainsi que la capacité ferme été sont demeurées les mêmes. Le cas échéant, veuillez réviser la pièce en référence (ii).

21. **Référence :** Pièce [B-0022](#), p. 13 et 14, Tableau 2.

Préambule :

Les extraits suivants du tableau en référence présentent les données pour les postes Chaudière 230/120 kV, Hauterive 161/69 kV et Rivière-du-Loup 315/230 kV :

Tableau 2
État de la transformation des postes sources de 44 kV à 315 kV
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 à la pointe (MVA)	Hiver - Capacité ferme (MVA)	Hiver - Transit post-évén. (MVA)	Été - Transit (MVA)	Été - Capacité ferme (MVA)	Été - Transit post-évén. (MVA)	Remarques
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été							
Chaudière 230/120	1 de 400	223	157	100	0	0	37	0	0	Relève par le poste de Beauceville.
Hauterive 161/69	2 de 60	85	60	33	85	33	18	60	18	Relève par le réseau SCHM.
Rivière-du-Loup 315/230	2 de 560	795	560	117	795	84	98	560	46	

Demande :

21.1 Veuillez expliquer les Capacité de transformation (MVA) hiver et été. Le cas échéant, veuillez réviser la pièce en référence.

Commercialisation, Besoins et Revenus des Services de transport

22. Référence : Pièce [B-0025](#), p. 5.

Préambule :

« Depuis le dépôt de la plus récente demande tarifaire 2020 du Transporteur, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») a approuvé, le 4 février 2020, la version 003.2 des pratiques commerciales pour l'industrie de l'électricité en Amérique du Nord édictées par la North American Energy Standards Board (« NAESB »). La principale mise à jour vise les règles de réaiguillage pour les réservations de transport qui seront modifiées pour permettre aux clients de maintenir leur droit de transport ferme sur le chemin original réservé, lorsque la portion réaiguillée d'une réservation sur un autre chemin se trouve en période conditionnelle. Dans la version précédente des normes NAESB (version 003), toujours en vigueur, les clients du service de transport transfèrent définitivement leur droit de transport sur le nouveau chemin dès que la demande du client est approuvée par le Transporteur. Le Transporteur appliquera ces nouvelles règles en même temps que l'industrie, soit à la date qui sera déterminée par la FERC dans la seconde moitié de l'année 2021. Un avis sera publié à l'avance sur le site OASIS du Transporteur pour informer ses clients ». [nous soulignons]

Demande :

22.1 Veuillez préciser si les Tarifs et conditions devront être modifiés à la suite de la mise en application de ces nouvelles règles.

22.1.1. Si oui, veuillez préciser le moment prévu par le Transporteur pour soumettre ces modifications.

23. Références : (i) Pièce [B-0025](#), p. 6;
(ii) Pièce [B-0025](#), p. 13;
(iii) Pièce Dossier R-9000-2020, pièce [B-0006](#), p. 5.

Préambule :

(i) *« Enfin, en ce qui concerne les services de transport de point à point, 28 clients ont actuellement au moins une convention de service en vigueur. Ces conventions de service précisent la nature des services retenus par les clients conformément aux Tarifs et conditions.*

Depuis sa dernière demande tarifaire, le Transporteur a signé une nouvelle convention de service de transport ferme à long terme de point à point et a renouvelé une convention de service :

- *11 octobre 2019 chemin HQT-MER 1 243 MW à compter de la mise en service pour une durée de 20 ans ;*

- 5 décembre 2019 chemin HQT-CORN 45 MW janvier 2020 à décembre 2024 ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

(ii) « La prévision pour les années 2021 et 2022 tient compte des réservations à long terme suivantes, incluant les pertes de transport.

Tableau 6
Prévision des besoins du Producteur pour 2021 et 2022

Point de livraison	Nombre de conventions de service	Durée des conventions de service (années)	MW totaux (incluant pertes de transport) 2021	MW totaux (incluant pertes de transport) 2022
ON	1	50	1 316	1 316
MASS	1	35	1 264	1 264
NE	1	35	1 264	1 264
HIGH	1	8	237	237
CORN*	1	5	47	47
DEN**	1	1	7	35
			4 135	4 163

* En suivi de la décision D-2018-021, par 690, cette convention est prévue, au cours des années 2021 et 2022, du 1^{er} janvier au 31 décembre. Ainsi, l'application de pertes avant et après le renouvellement n'est pas requise dans la prévision des besoins de transport.
** Cette convention est prévue du 1^{er} novembre 2021 au 30 octobre 2022.

Tableau 7
Prévision des besoins des autres clients pour 2021 et 2022

Point de livraison	Nombre de conventions de service	Durée des conventions de service (années)	MW totaux (incluant pertes de transport)
NE	4	5	270
MASS	4	10	264
			534

» [nous soulignons]

(iii) « Tableau 1 : Répartition des ventes par type de clientèle

Clientèle	2016	2017	2018	2019	2020
Transit (MW)					
Charge locale ¹	37 057	38 120	37 670	38 092	35 694
Réseau intégré	0	0	0	0	0
Point à point à long terme ²	4 684	4 693	4 697	4 666	4 662
Point à point à court terme ³	3 766 857	4 821 811	6 245 115	5 730 270	4 039 946
Ventes (M\$)					
Charge locale ⁴	2 743,6	2 859,1	2 939,5	3 009,9	3 021,9
Réseau intégré	0	0	0	0	0
Point à point à long terme ⁴	338,4	357,2	365,5	366,6	363,9
Point à point à court terme	31,9	43,1	56,9	52,5	36,8
Nombre de clients					
Charge locale	1	1	1	1	1
Réseau intégré	0	0	0	0	0
Point à point à long terme	3	3	3	3	3
Point à point à court terme	14	12	8	9	10

¹ MW à la pointe de la charge locale, avec pertes de transport.
² MW réservés, avec pertes de transport.
³ Somme des MW horaires facturés au cours de l'année, avec pertes de transport.
⁴ Montant des ventes excluant les montants relatifs au cavalier.

»

Demandes :

23.1 Veuillez fournir, sous forme de tableau, les informations suivantes : Pour chaque convention de service, le nom du client, la durée de la convention, le ou les points de livraison, et les MW totaux par points de livraison pour 2021 et 2022.

23.2 Veuillez préciser si les réservations à long terme prévues pour les années 2021 et 2022 (référence (ii)) sont incluses dans les réservations à long terme des 28 clients ayant actuellement au moins une convention de service en vigueur (référence (i)).

23.3 Le tableau de la référence (i) indique que 28 clients ont actuellement au moins une convention de service en vigueur. Le tableau de la référence (iii) indique 3 clients du service point à point à long terme et 10 clients du service point à point à court terme pour un total de 13 clients. Veuillez concilier ces deux informations.

Évaluation de la contribution requise du Distributeur

- 24. Références :**
- (i) Pièce [B-0025](#), p. 25;
 - (ii) Pièce [B-0025](#), p. 43;
 - (iii) Dossier R-3888-2014 Phase 2, pièce [B-0057](#), p. 6;
 - (iv) Dossier R-3888-2014, décision [D-2015-209](#), p. 49 et [D-2020-146](#), p. 27;
 - (v) Rapport annuel du Transporteur 2012, [HQT-3, Document 1](#), p. 10, Rapport annuel du Transporteur 2017, pièce [B-0034](#), p. 65, Rapport annuel 2018, pièce [B-0042](#), p. 7 et Rapport annuel 2020, pièce [B-0016](#), p. 11 et 49.

Préambule :

(i) Le Transporteur présente la mise à jour de l'agrégation annuelle (charges et ressources) des projets de croissance de charges ainsi que des projets de ressources concernant l'intégration de parcs éoliens pour la charge locale. Cette mise à jour couvre la période 2006 à 2022, les années 2021 et 2022 étant des prévisions.

Année		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Prévision		Total
																	2021	2022	2006-2022
Total des MW additionnels prévus sur 20 ans - Charges	(A)	865	106	369	460	429	229	230	564	153	481	286	448	390	508	560	144	358	6 679
Montant maximal d'allocation de HQT en M\$ - Charges	(B)	484	60	195	286	253	130	131	295	92	288	171	286	240	322	368	96	240	3 937
Total des investissements de HQT en M\$ - Charges	(C)	143	58	140	173	170	126	105	281	199	476	132	215	274	313	255	65	94	3 220
Total des investissements de HQT en M\$ - Ressources (Note 1)	(D)	26	18	62	122	22	214	211	195	151	94	110	39	112	483	4	11	0	1 875
Écart annuel sans les CEE en M\$ (Note 2)	(E) = (B) - (C + D)	315	(17)	(6)	(9)	61	(210)	(185)	(181)	(269)	(282)	(72)	32	(146)	(474)	106	20	146	(1 158)
Contributions déjà versées pour le volet Charges avant CEE en M\$										(108)	(188)								(331)
Écart Pluriannuel sans les CEE en M\$	Somme des (E)	315	298	292	283	344	134	(61)	(232)	(383)	(477)	(548)	(617)	(628)	(1 102)	(894)	(874)	(827)	
CEE sur les écarts annuels (15% jusqu'en 2015, puis 19% en M\$)								(8)	(27)	(23)	(14)	6	(21)	(90)	21	4	28		
CEE sur l'écart Pluriannuel en M\$								(9)	(35)	(67)	(72)	(65)	(79)	(100)	(150)	(170)	(166)	(138)	
Écart Pluriannuel incluant les CEE en M\$								(68)	(267)	(440)	(548)	(633)	(696)	(729)	(1 292)	(1 163)	(1 140)	(965)	

Note 1 : Les investissements du Transporteur sont avant déduction des excédents prévus être versés par le Distributeur, sauf pour le 1^{er} appel d'offres (2013) et Rivière-Nouvelle (2017) pour lesquels des paiements ont été reçus du Distributeur.
Note 2 : Coûts d'exploitation et d'entretien (CEE).

(ii) Le Transporteur présente le détail annuel pour les années 2006 à 2022 de l'agrégation des projets de croissance de charges ainsi que des projets de ressources concernant l'intégration de parcs éoliens pour la charge locale.

En suivi de la décision D-2020-146, le Transporteur fournit les contributions liées aux projets d'intégration de parcs éoliens, pour lesquels la Régie avait réservé ses décisions.

Projets d'intégration de parcs éoliens – Cumulatif 2006 à 2022

RESSOURCES	Coûts réels et prévisionnels	Contributions	Solde
	en M\$	en M\$	en M\$
1er AO éolien, D-2007-141	464	(27)	437
2e AO éolien 2005-03, D-2010-165, D-2011-166 (phase 2)	642		642
3e AO éolien 2009-02, D-2014-045, D-2014-045 (motifs)	596		596
4e AO éolien 2013-01, D-2017-025	129		129
Gré à gré (Décret 2014-02), D-2015-119	76	(5)	71
TOTAL	1 907	(32)	1 875

(iii) « *Le Transporteur propose de calculer et recouvrer comme suit la contribution du Distributeur pour le raccordement des parcs éoliens qui ont fait l'objet d'une réserve de la Régie dans sa décision D-2017-025.*

1. *Les modalités relatives à la contribution maximale pour les postes de départ d'une centrale seront appliquées telles que prévues à la sous-section 1 de la section B de l'appendice J. La Régie a accepté cette disposition au paragraphe 170 de la décision D-2015-209.*
2. *Tous les coûts des ajouts requis pour le raccordement des parcs éoliens, ainsi que les coûts assumés par le Transporteur pour les postes de départ des producteurs, seront intégrés à l'agrégation charges-ressources, conformément au paragraphe 177 de la décision D-2015-209. Plus précisément, le Transporteur intégrera les coûts de ces derniers sans leur associer de puissance maximale à transporter (MW de croissance), à l'agrégation de chacune des années lors desquelles des mises en service ont été réalisées.*

Le Transporteur propose d'appliquer les mêmes dispositions pour les autres parcs éoliens dont les décisions ont été rendues sous réserve.

Le montant de la contribution du Distributeur associée au raccordement de ces parcs éoliens sera donc déterminé par le solde de l'agrégation charges-ressources au moment de leur mise en service. Le recouvrement de la contribution liée au solde de l'agrégation charges-ressources, le cas échéant, se fera conformément au texte proposé par le Transporteur aux fins de codification aux Tarifs et conditions à l'article 3 de la section C de l'appendice J, à la pièce HQT-2, Document 1, du 27 juillet 2018.

Ce texte prévoit en outre que si, au terme d'une année, le solde cumulatif de l'agrégation charges-ressources est négatif, une contribution équivalente au solde négatif majoré des coûts

d'exploitation et d'entretien est exigée du Distributeur et doit être versée au Transporteur au plus tard le 31 décembre de cette année ». [nous soulignons], [notes de bas de pages omises]

(iv) Dans sa décision D-2015-209, la Régie se prononce comme suit :

« [178] Pour la détermination de la contribution additionnelle découlant, notamment, de l'application de la méthodologie retenue dans la présente décision aux projets pour lesquels la Régie a réservé sa décision, la Régie ordonne au Transporteur de déposer, dans le cadre de son dossier tarifaire 2017, l'Annexe 1 de la pièce B-0016, en tenant compte de la présente décision et des données réelles. La Régie ordonne également au Transporteur de préciser, à cette même occasion, le montant de la contribution liée à chacun des projets pour lesquels elle a réservé sa décision ». [nous soulignons], [note de bas de page omise]

Dans sa décision D-2020-146, la Régie se prononce comme suit :

« [99] Enfin, dans sa décision D-2015-209, aux fins de la détermination de la contribution additionnelle découlant des dispositions qu'elle avait retenues, la Régie demandait au Transporteur de déposer, dans le cadre du dossier tarifaire 2017, l'Annexe 1 de la pièce B-0016 tenant compte des dispositions de cette décision et des données réelles. Elle lui demandait aussi de préciser le montant de la contribution liée à chacun des projets pour lesquels elle avait réservé sa décision.

[100] La Régie reconduit cette demande et s'attend à ce que le Transporteur dépose ces informations dans le cadre de son prochain dossier tarifaire ». [notes de bas de pages omises]

(v) À partir des références des différents rapports annuels, la Régie compile les informations suivantes :

	Coût réel sauf indication contraire
1 ^{er} AO éolien, D-2007-141	450 M\$ (RA HQT 2012)
2 ^e AO éolien 2005-03, D-2010-165, D-2011-166	710 M\$ (RA HQT 2018)
3 ^e AO éolien 2009-02, D-2014-045	218 M\$ (RA HQT 2020, coût prévisionnel)
4 ^e AO éolien 2013-01, D-2017-025	228 M\$ (RA HQT 2020, coût prévisionnel)
Gré à gré, D-2015-119	104 M\$ (RA HQT 2017)

Demandes :

24.1 Pour la détermination de la contribution additionnelle à la suite des décisions D-2015-209 et D-2020-146, veuillez justifier la prise en compte des prévisions pour les années 2021 et 2022, considérant que la décision D-2015-209 réfère à des données réelles.

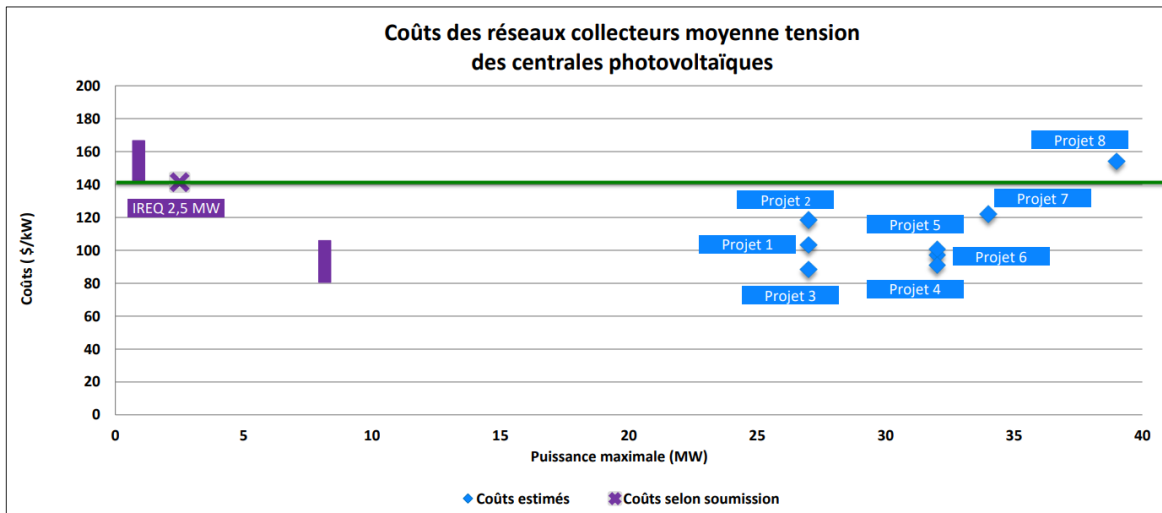
24.2 Veuillez préciser à quoi correspondent les paiements reçus du Distributeur pour le 1^{er} appel-d'offres éolien et Rivière-Nouvelle (note 1 du tableau de la référence (i)).

- 24.3 Veuillez concilier chacun des montants du tableau de la référence (ii) avec les montants du tableau compilé à la référence (v). Le cas échéant, veuillez corriger le tableau de la référence (ii) et utiliser ce tableau corrigé afin de répondre aux questions suivantes.
- 24.4 Veuillez détailler le calcul de chaque contribution identifiée à la référence (ii).
- 24.5 La Régie comprend du tableau de la référence (ii) que les projets d'intégration de parcs éoliens pour lesquels la Régie avait réservé ses décisions totalisent 1,9 G\$ et ne donne lieu qu'à un montant de contribution requise de la part du Distributeur de 32 M\$. Veuillez confirmer ou corriger la compréhension de la Régie.
- 24.5.1. Veuillez expliquer qu'aucune contribution n'est associée aux 2^e, 3^e et 4^e AO éolien, considérant que la référence (i) indique des soldes insuffisants pour couvrir l'ensemble des coûts des projets à partir de 2012 (la ligne « Écart pluriannuel sans les CEE en M\$ » étant négative).
- 24.6 La Régie comprend que l'établissement des contributions indiquées au tableau de la référence (ii) répond à des suivis de décisions. Veuillez préciser si pour les futures agrégations charges-ressources, le Transporteur identifiera certains montants de contributions par projet d'investissement ou seulement de manière globale pour l'ensemble des projets de charges et de ressources.
- 25. Références :** (i) Pièce [B-0025](#), Annexe 2, p. 47;
(ii) Dossier R-4096-2019, pièce [B-0153](#).

Préambule :

- (i) Le Transporteur présente les coûts réels de la construction des réseaux collecteurs des centrales photovoltaïques associées aux projets 217R et 218R :
- Projet 217R de 1,5 MW : 445 409 \$
 - Projet 218R de 8,0 MW : 923 119 \$
- (ii) Au dossier tarifaire précédent, le Transporteur fournit les informations suivantes en réponse à une question d'audience :

Réponse à la question de la Régie en audience



Source : valeurs du tableau 7 de la pièce B-0026, HQT-9, Document 2 révisée, page 14.

Demandes :

Selon la référence (i), les coûts du réseau collecteur de la centrale photovoltaïque du projet 217R sont de $445\,409/1\,500 = 297$ \$/kW et ceux du projet 218R sont de $923\,119/8\,000 = 115$ \$/kW. La référence (ii) présente les coûts des réseaux collecteurs selon des soumissions et des estimations et aussi en fonction des coûts provenant d'un marché de comparaison. Les coûts estimés pour les projets 217R et 218R varient respectivement de 140 \$/kW à environ 165 \$/kW et de 80 \$/kW à environ 105 \$/kW.

- 25.1 Veuillez justifier les écarts entre les coûts réels de la référence (i) et les coûts estimés de la référence (ii).
- 25.2 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le coût/kW du projet 217R est au-delà de 250 % plus élevé que le coût/kW du projet 218R.

Contributions pour les ajouts au réseau de transport

26. Références :
- (i) Pièce [B-0028](#), p. 9 à 15;
 - (ii) Dossier R-4096-2019, décision [D-2020-041](#), p. 176, Tableau 41;
 - (iii) Dossier R-3706-2009, pièce B-37 [HQT-12 doc. 1.1](#), p. 10, Tableau 5;
 - (iv) Pièce [B-0028](#), p. 8, Tableau 4.

Préambule :

- (i) Le Transporteur présente l'évolution technologique des éoliennes et du coût du réseau collecteur et mentionne que dans un contexte effervescent du marché associé au lancement éventuel

d'un appel d'offres éolien du Distributeur, il estime prudent et approprié d'indexer la contribution maximale pour les réseaux collecteurs à partir de l'augmentation observée du coût des principales composantes des postes de départ depuis l'année 2009. Ceci, en fonction de la différence observée entre les indices du coût des postes de départs (ICPD) des années 2009 et 2022 indiquées au tableau 4 de la pièce B-0028. Pour l'année 2022, le Transporteur propose donc de majorer la contribution maximale pour le réseau collecteur éolien à 202 \$/kW, en excluant les CEE de 19 % et de 240 \$/kW en incluant ces coûts.

Le Transporteur présente son calcul en note de bas de page :

Soit : $161 \times 1 + ((ICPD_{2022} - ICPD_{2009}) / ICPD_{2009})$;

Soit : $161 \times ((1 + (171,5 - 136,6) / 136,6))$ ou $161 \times 1,26$ (arrondi) = 202 \$/kW.

Il indique également :

« Le Transporteur entend toutefois raffiner son analyse à partir de résultats plus détaillés des estimations qui seront produites par les soumissionnaires dans le cadre de l'appel d'offres du Distributeur à venir et proposer à la Régie, aux fins d'un prochain dossier tarifaire, une mise à jour, le cas échéant, de la contribution maximale pour les réseaux collecteurs éoliens ».

(ii) Au dossier tarifaire précédent, la Régie reconduit les montants suivants pour la contribution maximale aux réseaux collecteurs des parcs éoliens :

« Dans le cas d'un parc éolien, une contribution maximale distincte, additionnelle à celle indiquée pour le poste de départ ci-dessus, s'applique au réseau collecteur jusqu'à concurrence des montants maxima suivants : 192 \$/kW pour les parcs éoliens n'appartenant pas à Hydro-Québec et 161 \$/kW pour les parcs éoliens appartenant à Hydro-Québec, quelle que soit la tension à laquelle est raccordé le parc éolien et le palier de puissance du parc éolien ». [nous soulignons]

(iii) Au dossier tarifaire R-3706-2009, la Régie approuve les coûts suivants :

**Contributions maximales
 pour les postes de départ et le réseau collecteur
 suite à la décision D-2010-032**

Contributions maximales pour les postes de départ			Contributions en vigueur depuis le 17 mars 2009	Contributions proposées pour 2010 (Note 1)
Niveau de puissance installée	Propriété	Tension nominale		
Centrales de moins de 250 MW	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec	Moins de 44 kV	47 \$/kW	48 \$/kW
		Entre 44 et 120 kV	74 \$/kW	77 \$/kW
		Plus de 120 kV	128 \$/kW	133 \$/kW
	Centrales appartenant à Hydro-Québec	Moins de 44 kV	40 \$/kW	42 \$/kW
		Entre 44 et 120 kV	64 \$/kW	67 \$/kW
		Plus de 120 kV	111 \$/kW	116 \$/kW
Centrales de 250 MW et plus	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec	Moins de 44 kV	35 \$/kW	35 \$/kW
		Entre 44 et 120 kV	55 \$/kW	55 \$/kW
		Plus de 120 kV	95 \$/kW	95 \$/kW
	Centrales appartenant à Hydro-Québec	Moins de 44 kV	30 \$/kW	30 \$/kW
		Entre 44 et 120 kV	48 \$/kW	48 \$/kW
		Plus de 120 kV	83 \$/kW	83 \$/kW

Dans le cas d'un parc éolien, une contribution maximale distincte, additionnelle à celle indiquée ci-dessus, s'applique au réseau collecteur jusqu'à concurrence des montants maxima suivants : 185 \$/kW pour les parcs éoliens n'appartenant pas à Hydro-Québec et 161 \$/kW pour les parcs éoliens appartenant à Hydro-Québec, quels que soient la tension à laquelle est raccordé le parc éolien et le palier de puissance du parc éolien.

Note 1 : Hausse de 4,3 % en 2010 appliquée seulement sur les contributions maximales pour les postes de départ associés aux centrales de moins de 250 MW.

(iv) Le tableau 4 de la pièce B-0028 présente l'indice d'augmentation du coût des postes de départ que le Transporteur utilise pour calculer la nouvelle contribution pour les réseaux collecteurs éoliens :

Tableau 4
Croissance des coûts de 2001 à 2020

Type de coûts	IPC		Coût des postes de départ	
	Variation en %	Indice 2001=100	Variation en %	Indice 2001=100
2001	-	100,0	-	100,0
2002	2,2	102,2	2,5	102,5
2003	2,8	105,1	3,5	106,1
2004	1,8	107,0	4,0	110,3
2005	2,2	109,3	4,3	115,1
2006	2,0	111,5	4,7	120,4
2007	2,2	113,9	4,5	125,9
2008	2,3	116,6	8,1	136,0
2009	0,3	116,9	0,4	136,6
2010	1,8	119,0	2,9	140,6
2011	2,9	122,5	1,2	142,3
2012	1,5	124,3	4,0	147,9
2013	0,9	125,4	0,6	148,8
2014	2,0	127,9	-0,9	147,4
2015	1,1	129,3	2,3	150,8
2016	1,4	131,2	1,7	153,3
2017	1,6	133,3	2,0	156,4
2018	2,3	136,3	4,8	163,9
2019	1,9	138,9	-2,0	160,5
2020	0,7	139,9	-0,1	160,3
2021 P	2,5	143,4	3,8	166,4
2022 P	2,0	146,2	3,1	171,5

P : Prévission d'Hydro-Québec de l'IPC et prévission du Transporteur du coût des postes de départ.

Demandes :

Selon la référence (i), le Transporteur propose de majorer la contribution maximale pour les réseaux collecteurs de parcs éoliens, en utilisant les indices du coût des postes de départs (ICPD) des années 2009 à 2022 indiqués au tableau 4 de la pièce B-0028 (référence (iv)). Les références (ii) et (iii) présentent les contributions maximales pour les années 2020 et 2009. À partir de la valeur de 2009 de 161 \$/kW il présente le calcul et la valeur finale pour 2022.

26.1 Selon la référence (iii), la contribution maximale en vigueur au 17 mars 2009 pour les postes de départ de centrales de moins de 250 MW et de plus de 120 kV n'appartenant pas à Hydro-Québec est de 128 \$/kW. Veuillez présenter le résultat d'un calcul hypothétique pour les postes de départ pour 2022 selon la même méthode que celle proposée par le Transporteur pour les réseaux collecteurs à la référence (i).

26.1.1. Veuillez commenter le résultat des calculs en fonction des valeurs de contributions maximales actuelles pour les postes de départ.

26.2 En référence (i), les explications du Transporteur en ce qui a trait à l'augmentation des coûts des réseaux collecteurs se basent principalement sur l'inflation et non sur l'augmentation de la puissance nominale des éoliennes. Veuillez justifier le choix de l'année 2009 comme référence de calcul pour l'indexation.

- 26.2.1. Veuillez commenter la possibilité que l'indexation débute à une date basée sur la réalisation des derniers réseaux collecteurs autorisés pour le 4^e appel d'offres éolien du Distributeur, soit l'A/O 2013-01.
- 26.2.1.1. Veuillez fournir les coûts par kW des réseaux collecteurs de chacun des parcs éoliens de l'A/O 2013-01 ainsi que leur année de mise en service.
- 26.2.1.2. Veuillez évaluer, pour les parcs éoliens de l'A/O 2013-01, quels auraient été les contributions maximales pour ces réseaux collecteurs selon la méthode proposée par le Transporteur.
- 26.2.2. Veuillez commenter la possibilité de produire une étude détaillée des coûts des réseaux collecteurs à partir des estimations qui seront produites par les soumissionnaires dans le cadre du futur appel d'offres du Distributeur et de proposer à la Régie une nouvelle méthode pour évaluer la valeur de contribution maximale pour les réseaux collecteurs avant la conclusion de cet appel d'offres.

27. **Références :**
- (i) Pièce [B-0028](#), p. 11;
 - (ii) Pièce [B-0028](#), p. 7, Tableau 2;
 - (iii) Pièce [B-0028](#), p. 7, Tableau 3.

Préambule :

- (i) Le Transporteur précise les facteurs qui ont fait l'objet d'une attention particulière dans le cadre de son analyse concernant les réseaux collecteurs, soient la longueur des tranchées, le diamètre des câbles et la quantité et les caractéristiques des transformateurs et des équipements connexes.
- (ii) Le Transporteur présente l'évolution de la répartition par catégorie des coûts des postes de départ :

Tableau 2
Évolution de la répartition par catégorie des coûts des postes de départ

Catégorie de coûts	Ingénierie & gestion	Équipements	Installation & construction	Total
Répartition utilisée de 2002 à 2007	20 %	42 %	38 %	100 %
Répartition à utiliser depuis 2008	15 %	42 %	43 %	100 %

- (iii) Le Transporteur présente les indices du coût des postes de départs (ICPD) de 2001 à 2022 :

Tableau 3
Inflation de 2001 à 2020 par catégorie de coûts

Catégorie de coûts	Ingénierie et gestion		Équipements		Installation et construction		Coût total d'un poste de départ	
	Variation (%)	Indice 2001=100	Variation (%)	Indice 2001=100	Variation (%)	Indice 2001=100	Variation (%)	Indice 2001=100
2001		100,0		100,0		100,0		100,0
2002	0,2	100,2	n.d.	n.d.	1,7	101,7	2,5	102,5
2003	3,7	103,9	n.d.	n.d.	2,3	104,1	3,5	106,1
2004	2,7	106,7	n.d.	n.d.	4,2	108,5	4,0	110,3
2005	3,0	109,9	n.d.	n.d.	4,9	113,8	4,3	115,1
2006	4,2	114,5	n.d.	124,0	5,2	119,7	4,7	120,4
2007	0,6	115,1	6,0	131,5	5,0	125,7	4,5	125,9
2008	5,6	121,5	9,2	143,5	7,9	135,6	8,1	136,0
2009	-0,6	120,8	-0,5	142,8	1,6	137,8	0,4	136,6
2010	2,0	123,3	5,2	150,3	1,0	139,2	2,9	140,6
2011	3,8	128,0	-1,6	147,9	3,0	143,4	1,2	142,3
2012	4,6	133,9	5,0	155,3	2,7	147,3	4,0	147,9
2013	-2,6	130,3	-0,5	154,6	2,8	151,4	0,6	148,8
2014	6,6	138,9	-6,9	143,9	2,3	154,9	-0,9	147,4
2015	-0,8	137,9	4,0	149,7	1,6	157,3	2,3	150,8
2016	6,8	147,2	0,4	150,2	1,2	159,2	1,7	153,3
2017	0,1	147,4	4,0	156,2	0,8	160,5	2,0	156,4
2018	4,6	154,2	7,8	168,4	1,8	163,4	4,8	163,9
2019	3,8	160,1	-9,4	152,5	3,1	168,5	-2,0	160,5
2020	8,0	172,9	-4,8	145,2	1,7	171,3	-0,1	160,3

Demandes :

- 27.1 À la référence (i), le Transporteur précise les facteurs déterminant pour les réseaux collecteurs. Veuillez justifier que le Transporteur utilise le tableau de la référence (ii), préparé pour les postes de départ, et l'applique pour les réseaux collecteurs.
- 27.2 Veuillez justifier les raisons pour lesquelles les indices du coût des postes de départs (ICPD) de 2001 à 2022 (référence ((iii)) seraient également valables pour les réseaux collecteurs qui sont pourtant de composition différente.