

Version caviardée

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

**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. 6 ans	2020
1 Satisfaction de la clientèle								
2 • Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution	Indice 1 à 10	-	7,7	8,1	8,8	8,9	8,4	9,1
3 • Perception qualité avec le Distributeur	Indice 1 à 10	9,0	-	-	-	-	-	-
4 • Satisfaction des clients de point à point	Indice 1 à 10	8,8	8,8	8,9	8,9	8,9	8,9	9,0
5 Fiabilité du service								
6 • Nombre de pannes et interruptions planifiées	Nombre	919	751	849	892	871	883	833
7 • Classe moyenne des pannes et interruptions planifiées	Minutes	87	81	76	78	83	85	85
8 • Indicateurs de graves O1 et O2	Nombre	82	86	77	81	64	79	49
9 • IC-Transport (brut)	Heure/cent	0,31	0,57	0,74	0,44	0,68	0,55	0,84
10 • IC-Opérationnel (brut)	Heure/cent	0,19	0,23	0,33	0,18	0,43	0,27	0,20
11 • Défauts d'équipement (brut)	Heure/cent	0,08	0,12	0,12	0,11	0,27	0,14	0,11
12 • Incidents (brut)	Heure/cent	0,05	0,04	0,16	0,02	0,04	0,07	0,05
13 • Travaux programmés (brut)	Heure/cent	0,04	0,06	0,05	0,06	0,10	0,06	0,04
14 • IC-Autres (brut)	Heure/cent	0,12	0,34	0,41	0,25	0,25	0,28	0,54
15 • Facteurs climatiques (brut)	Heure/cent	0,03	0,05	0,08	0,06	0,13	0,07	0,37
16 • Fautes, environnement et méfaits (brut)	Heure/cent	0,07	0,12	0,29	0,11	0,08	0,13	0,15
17 • Autres (brut)	Heure/cent	0,03	0,17	0,04	0,09	0,05	0,07	0,12
18 • IC-Transport (normalisé)	Heure/cent	0,31	0,87	0,53	0,44	0,68	0,51	0,89
19 • IC-Opérationnel (normalisé)	Heure/cent	0,18	0,23	0,33	0,18	0,43	0,27	0,20
20 • Défauts d'équipement (normalisé)	Heure/cent	0,09	0,12	0,12	0,11	0,27	0,14	0,11
21 • Incidents (normalisé)	Heure/cent	0,05	0,04	0,16	0,02	0,05	0,07	0,05
22 • Travaux programmés (normalisé)	Heure/cent	0,04	0,06	0,05	0,06	0,10	0,06	0,04
23 • IC-Autres (normalisé)	Heure/cent	0,12	0,34	0,20	0,25	0,25	0,23	0,40
24 • Facteurs climatiques (normalisé)	Heure/cent	0,03	0,05	0,08	0,06	0,13	0,07	0,37
25 • Fautes, environnement et méfaits (normalisé)	Heure/cent	0,07	0,12	0,29	0,11	0,08	0,13	0,15
26 • Autres (normalisé)	Heure/cent	0,03	0,17	0,04	0,09	0,05	0,07	0,12
27 • Durée moyenne des interruptions par point de livraison (I-DANDI)	Minutes	72	83	74	79	95	80	95
28 • Fréquence moyenne des interruptions par point de livraison (I-DANDI-2)	Nombre	873	877	865	874	875	875	871
29 • Indicateur d'indisponibilités forcées	Nombre	8 664	8 879	8 160	8 769	8 960	8 960	8 945
30 • Indicateur d'indisponibilités forcées dues aux défaillances	Nombre	1 773	1 751	1 895	1 963	1 916	1 860	1 713
31 Optimisation de l'exploitation								
32 • CPS1	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
33 • CPS2	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
34 Responsabilité sociale								
35 • Fréquence des accidents de travail (AMPT)	Nbr/200 000 hrs travaillées	2,42	3,41	2,66				
36 • Fréquence des accidents de travail (ATPF)	Nbr/200 000 hrs travaillées	2,78	2,85	3,11	2,82	2,77	1,86	
37 Indicateurs environnementaux								
38 • Surface habitée de la végétation dans les aménagements de lignes	Hectares	172 709	172 361	176 745	179 144	179 144	176 141	179 536
39 • Surface traitée mécaniquement	Hectares	11 011	12 910	17 294	13 977	12 200	13 300	14 742
40 • Surface traitée sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	704	251	864	739	833	723	1 134
41 • Surface traitée mécaniquement et sélectivement à l'aide de phytocides	Hectares	11 716	12 265	18 159	14 779	13 103	14 003	15 874
42 • Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (IRM)	%	93,3	87,9	95,8	96,2	95,9	94,2	98,7
43 • Taux de réutilisation des huiles isolantes minérales (IRM) 1	%	93,3	87,9	95,8	96,2	95,9	94,2	98,7
44 • Rejets accidentés	Nombre	30	46	62	57	72	53	59
45 • Rejets accidentés de moins de 4 000 litres	Nombre	29	45	61	54	70	51,8	54
46 • Rejets accidentés de plus de 4 000 litres	Nombre	1	1	1	3	2	1,6	5
47 • Taux de récupération des rejets	%	86	98	94	92	76	83	87

1 Le taux de réutilisation des huiles isolantes minérales pour l'année 2017 a été corrigé à 95,8%. Le résultat présente précédemment un état 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.

Réponse :

- 1 **Les causes principales de ces interruptions sont les suivantes : interruption**
2 **planifiée, défaillance d'équipement, contact accidentel d'un hélicoptère**
3 **et végétation.**

- 1.2 Veuillez identifier les facteurs climatiques qui sont pris en compte dans le processus de normalisation de l'IC.

Réponse :

- 4 **La méthode de normalisation ne prend pas en compte les facteurs climatiques.**
5 **L'application de la norme IEEE¹ est un calcul statistique d'un seuil sans**
6 **considérer la cause de l'interruption. Si l'IC de l'événement est supérieur au**
7 **seuil calculé, l'interruption est exclue.**

- 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.

Réponse :

- 8 **Les analyses des indisponibilités forcées afin d'identifier les causes**
9 **de l'augmentation observée sont toujours en cours. Le Transporteur**
10 **prévoit déposer les résultats de cette analyse dans le bilan du MGA 2017-2021,**
11 **le 1^{er} juin 2022¹.**

¹ [D-2021-123](#), par.31.

1.3.1. Si oui, veuillez présenter les résultats de cette analyse.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.3.**

1.3.2. Si non, veuillez préciser à quel moment le Transporteur prévoit avoir terminé cette analyse.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.3.**

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.

Réponse :

3 **Les innovations consistent à faire autrement en matière de méthodes de travail**
4 **afin d'atténuer les enjeux de raréfaction de la main-d'œuvre plus**
5 **particulièrement pour le débroussaillage manuel. Ainsi, le Transporteur a**
6 **intégré des travaux mécanisés pour assurer le débroussaillage ainsi que**
7 **l'application sélective de phytocides à plus grande échelle.**

1.4.1. Veuillez identifier les impacts de ces innovations et de ces modifications sur les opérations du Transporteur.

Réponse :

8 **Les travaux mécanisés pour assurer le débroussaillage permettent de remplacer**
9 **jusqu'à quatre ouvriers en une journée diminuant ainsi la pression sur le bassin**
10 **d'ouvriers forestiers. Les travaux d'application sélective de phytocides**
11 **permettent d'augmenter la superficie annuelle traitée.**

1.4.2. Veuillez préciser si le Transporteur prévoit continuer de recourir à ces nouvelles méthodes d'intervention.

Réponse :

1 **Le Transporteur prévoit continuer à utiliser ces nouvelles méthodes**
 2 **d'intervention.**

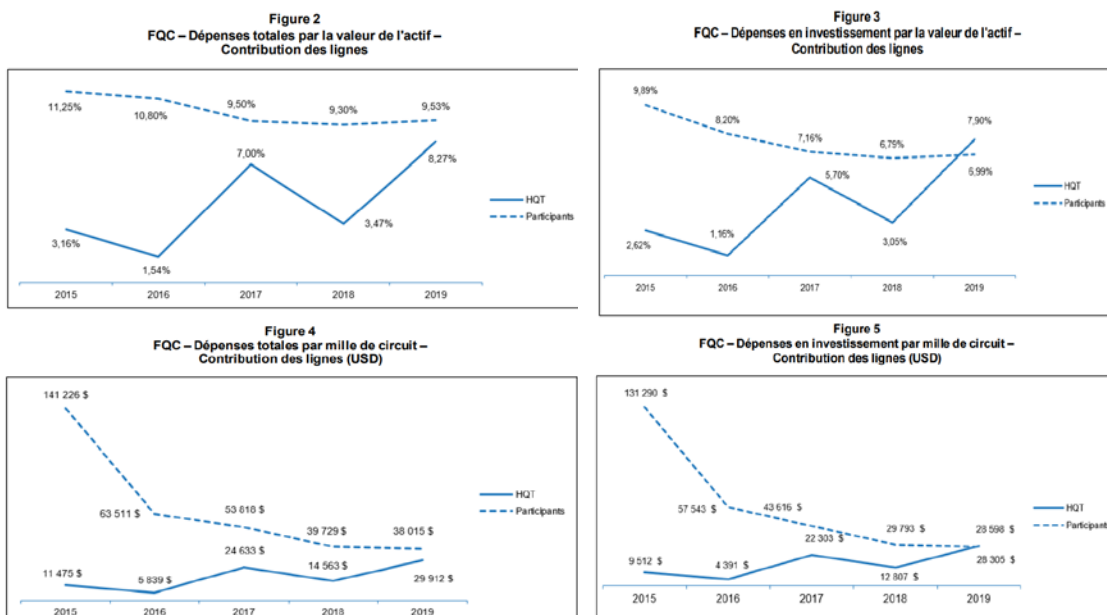
- 2. Références :** (i) Pièce [B-0006](#), Tableau 4, p. 12;
 (ii) Pièce [B-0006](#), Figures 2, 3, 4 et 5, p. 13 à 15;
 (iii) Pièce [B-0006](#), Figures 6, 7, 8 et 9, p. 16 et 17.

Préambule :

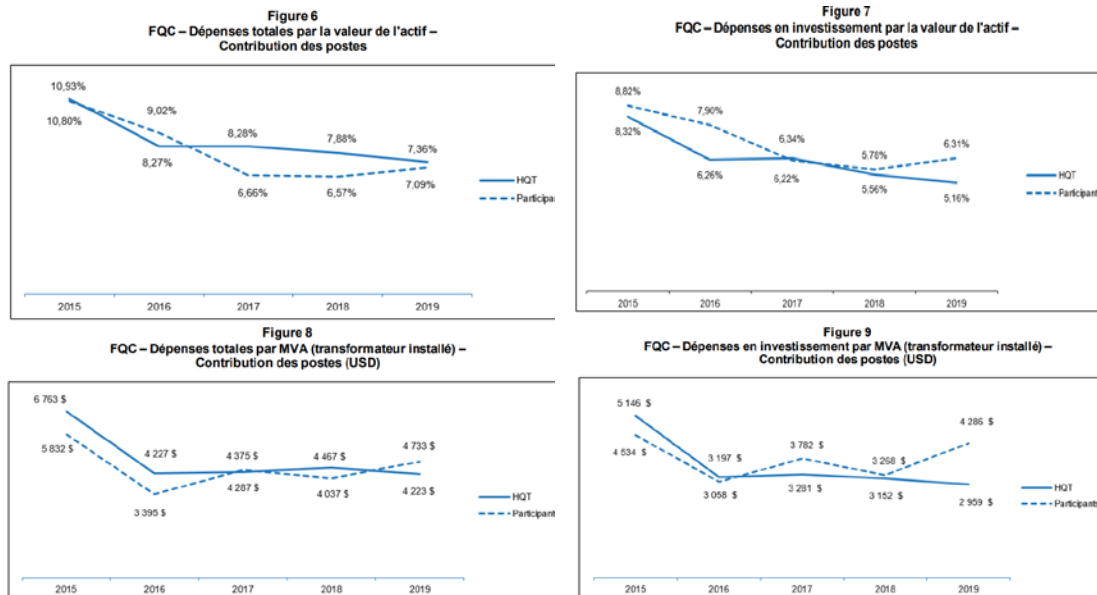
(i) Tableau 4 : Balisage de First Consulting – Résultats 2018 et 2019 des indicateurs de coûts

	Données 2018 (rapport août 2018)				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 %	4,98 %	Q3	7,38 %	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.

Réponse :

1 **Le Transporteur précise que le tableau 4 de la référence (i) présente les résultats**
 2 **2018 et 2019 des indicateurs de coûts.**

3 **L'augmentation des dépenses totales en lignes de transport par la valeur de**
 4 **l'actif et par mille de circuits en 2019 par rapport à 2018 est principalement due**
 5 **à la mise en service de la ligne Chamouchouane–Bout-de-l'Île.**

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.

Réponse :

6 **La croissance des indicateurs de coûts pour les lignes de transport observée**
 7 **entre 2015 et 2019 s'explique par la mise en service de certaines lignes de**
 8 **transport d'envergure. Outre la ligne Chamouchouane–Bout-de-l'Île en 2019,**

1 il faut noter également les mises en service des lignes Montagnais–Romaine-4
 2 et Romaine-3–Romaine-4 qui expliquent la pointe observée en 2017.

3 Le rapport du Balisage ne présente pas les informations pour que
 4 le Transporteur puisse porter un jugement sur la réalité des autres participants
 5 au balisage.

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.

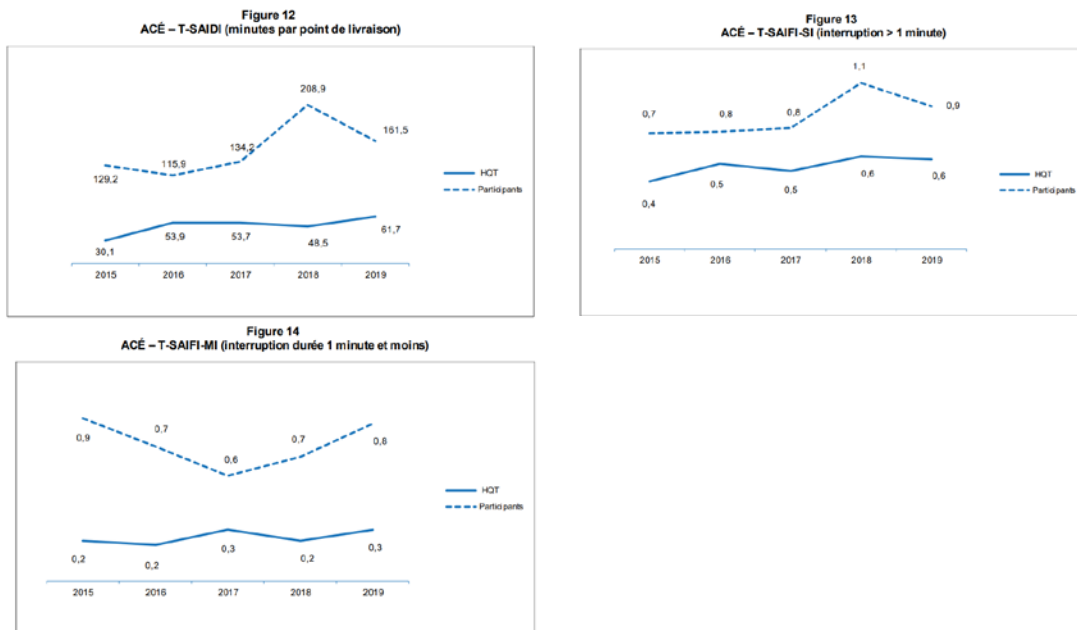
Réponse :

6 La décroissance observée du Transporteur entre 2015 et 2019 s’explique par
 7 une évolution du niveau des dépenses inférieure à l’accroissement du parc,
 8 tant en valeur de l’actif qu’en capacité installée (MVA).

9 Le rapport du Balisage ne présente pas les informations pour que
 10 le Transporteur puisse porter un jugement sur la réalité des autres participants
 11 au balisage.

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.

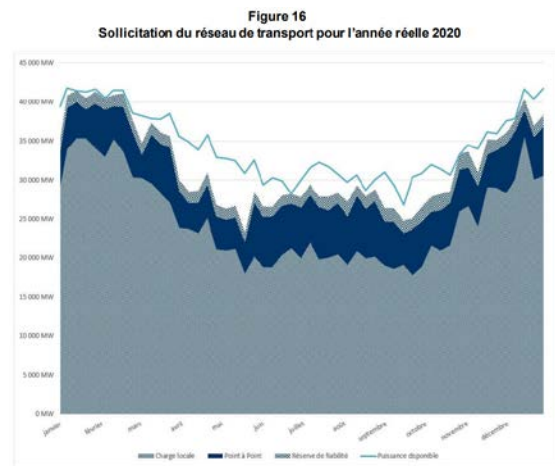
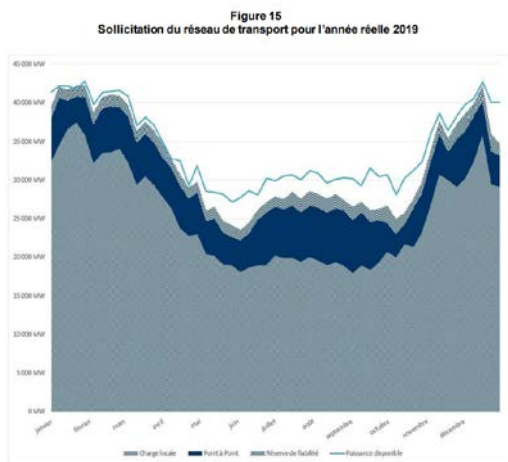
Réponse :

1 **Les indicateurs de fiabilité du balisage de l'ACÉ reflètent une tendance stable**
 2 **de la performance du Transporteur pour ce qui est des indicateurs T-SAIDI-MI et**
 3 **T-SAIDI-SI.**

4 **En ce qui concerne la durée moyenne des interruptions par point de livraison**
 5 **(T-SAIDI), comme mentionné dans le dossier tarifaire 2018², la durée moyenne**
 6 **des pannes est largement tributaire d'événements majeurs. La tendance**
 7 **observée entre 2015 et 2019 de l'indicateur T-SAIDI est en lien avec ce**
 8 **phénomène. En effet, la hausse en 2019 s'explique par une tempête automnale**
 9 **accompagnée de vents forts survenue le 1^{er} novembre ayant causé plusieurs**
 10 **déclenchements de lignes 49, 69 et 120 kV.**

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 :**



² R-4012-2017, [B-0010](#), HQT-3, Document 2, p. 9, ligne 4.

Figure 17
Courbe de prévision des marges disponibles 2020

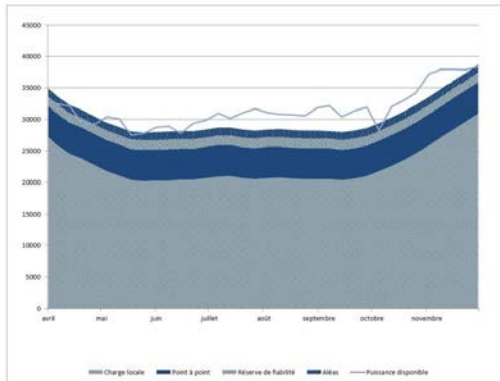
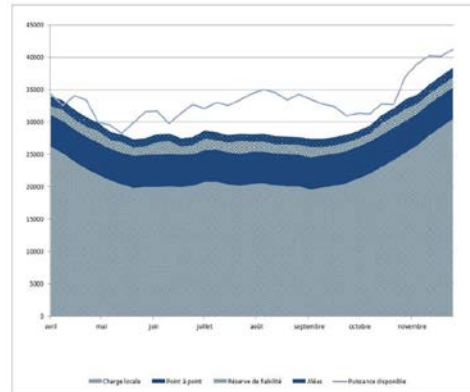


Figure 18
Courbe de prévision des marges disponibles 2021



(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).

Réponse :

1 **La courbe sur la sollicitation du réseau a été présentée, à l'origine, comme une**
 2 **simple illustration du fait que le réseau est de plus en plus sollicité et qu'il est**
 3 **de plus en plus difficile d'obtenir des retraits pour faire de la maintenance³.**

4 **Le Transporteur précise qu'il n'utilise pas la courbe de prévision des marges**
 5 **disponibles pour tirer des conclusions sur la planification des retraits sur le**
 6 **réseau⁴. En effet, les courbes ne traduisent pas les difficultés d'obtention ou**
 7 **d'octroi de retraits car elles ne contiennent pas d'information à l'égard des**
 8 **aspects prépondérants suivants :**

- 9 **• Pour la période de décembre à fin février, la charge locale est très forte**
 10 **et très sensible à la température. Durant cette période, seuls certains**
 11 **retraits sont octroyés, à savoir ceux sans impact ainsi que les retraits**
 12 **associés à de la maintenance corrective urgente ;**

³ R-4012-2017, [B-0105](#), HQT-15 Document 2.1, p. 16.

⁴ R-4096-2019, [B-0040](#), HQT-10, Document 1.1, réponse à la question 5.1, p. 20.

- 1 • Pour la période des mois de mars et de novembre, les plus grandes
2 marges observées sont souvent associées à la grande variabilité de la
3 température et donc de la charge locale, ce qui n'est pas nécessairement
4 associé à des retraits ;
- 5 • Pour la période d'avril à octobre, les marges disponibles sont illustrées
6 de manière théorique. Cette illustration ne prend pas en compte les
7 aspects de stabilité et de « programmabilité » des retraits qui sont dictés
8 par des règles d'ordonnement très contraignantes⁵.
- 9 Il est donc difficile pour le Transporteur de tirer une conclusion sur les
10 courbes des marges disponibles présentées dans les figures de la référence (i)
11 et encore moins de les comparer. Il est donc impossible de les concilier avec la
12 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.

⁵ R-4096-2019, [B-0116](#), Réplique du Transporteur, pp. 7-8.

» [notes de bas de page omises]

Demandes :

5.1 Veuillez déposer la norme ASU134 2018-15 mentionnée en référence.

Réponse :

1 **La norme ASU 2018-15 est présentée à l'annexe 1 de la présente pièce.**

5.2 Veuillez préciser la durée du contrat relatif à l'entente d'hébergement infonuagique mentionné en référence.

Réponse :

2 **La durée du contrat pour l'entente d'hébergement infonuagique est de cinq ans.**

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.

Réponse :

3 **La demande présentée en référence concerne l'application de l'ASU 2018-15 au**
4 **Transporteur pour l'entente comptabilisée en décembre 2020 et pour les**
5 **ententes futures.**

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.

Réponse :

6 **Tel qu'il est prescrit par le paragraphe 350-40-35-13 de l'ASU 2018-15,**
7 **lorsque les coûts liés à la mise en œuvre d'une entente d'hébergement**
8 **inonuagique peuvent être capitalisés, ceux-ci sont amortis sur la durée du**
9 **contrat auquel ils se rattachent.**

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.

Réponse :

1 **Le Transporteur est d'avis que la prévision du coût de la dette 2021, basée sur**
2 **quatre mois réels et huit mois projetés, est adéquate, en plus d'être conforme à**
3 **la décision D-2014-035, rendue par la Régie pour l'année 2013.**

4 **La période des données prévisionnelles de l'année 2021 correspond à la période**
5 **de l'année en cours des dossiers tarifaires antérieurs du Transporteur.**
6 **L'utilisation de quatre mois réels et huit mois projetés présente déjà des**
7 **données plus précises qu'une prévision sur 12 mois. Tel qu'il ressort du**
8 **préambule (ii), c'est raisonnable que la Régie utilise les données de l'année en**
9 **cours 2021 à titre d'année témoin pour l'établissement des tarifs 2021.**
10 **Ceci implique par principe que celles-ci contiennent des données projetées,**
11 **au lieu des données les plus contemporaines ou réelles.**

12 **De plus, à la lumière de la réponse à la question 6.2, le Transporteur estime que**
13 **la mise à jour des données financières aurait très peu d'impact sur le coût de la**
14 **dette 2021.**

15 **Tous ces éléments justifient de maintenir pour l'année 2021 ces informations**
16 **telles qu'elles sont déposées au dossier et de ne pas considérer une mise à jour**
17 **en décembre 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.

Réponse :

1 **Les taux des paramètres financiers pour l'année 2021 présentés au tableau A1-1**
2 **de la pièce B-0008, HQT-4, Document 1, ne sont pas susceptibles d'être affectés**
3 **de façon importante par une hausse historique de l'IPC. Cela est soutenu par les**
4 **éléments suivants :**

5 • **Les taux d'intérêt sont sensibles aux anticipations de marché futures**
6 **(avec des informations prospectives et non directement par rapport aux**
7 **données historiques).**

8 • **Les taux d'intérêt à long terme sont influencés en partie par les**
9 **anticipations de marché sur l'inflation à long terme (selon le terme des**
10 **obligations) et peu sur la portion à court terme.**

11 • **Les taux d'intérêt à court terme sont influencés en grande partie par le**
12 **taux directeur fixé par la Banque du Canada qui utilise ce taux comme**
13 **outil afin de maintenir sa cible d'inflation à long terme autour de 2 %,**
14 **et non en fonction de l'inflation historique. Le taux directeur est**
15 **actuellement maintenu.**

16 • **Les projections du Consensus Forecast entre mai 2021 et octobre 2021**
17 **sont très similaires, autant pour les taux d'intérêt au Canada et**
18 **aux États-Unis.**

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.

Réponse :

19 **Voir les réponses aux questions 6.1.1 et 6.2.**

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)	3,10%		
IPC Québec (tableau A1-1 - annexe 1)		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)	4,80%		
IPC Québec (tableau A1-2 - annexe 1)		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)).

Réponse :

1 **Voir le fichier Excel déposé, en réponse à cette question, dans le Système de**
2 **dépôt électronique (SDÉ).**

7.2 Veuillez indiquer si les valeurs des taux de croissance annuelle des tableaux A1-1 et A1-2 sont arrondies à une décimale.

Réponse :

3 **Les valeurs des taux de croissance annuelle des tableaux A1-1 et A1-2 sont**
4 **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.

Réponse :

1 **Puisque la pratique usuelle de présentation de l'inflation est à une décimale, le**
 2 **Transporteur utilise ce mode de présentation depuis le dossier R-4096-2019**
 3 **dans lequel la Régie a approuvé les intrants de la Formule d'indexation⁶, dont le**
 4 **Facteur I calculé à partir de taux arrondis à une décimale. Le Transporteur**
 5 **est d'avis que la Régie devrait maintenir ce mode de présentation du Facteur I**
 6 **dans le présent dossier.**

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.

Réponse :

7 **Les tableaux suivants présentent les valeurs des taux de croissance annuelle**
 8 **arrondis à deux décimales.**

Tableau R7.4A
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		2,67%	2,99%	3,51%
Moyenne trois années				3,06%
<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				2,09%

⁶ [D-2020-041](#), par.232 et 234

**Tableau R7.4B
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		2,99%	3,51%	7,84%
Moyenne trois années				4,78%
<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				0,84%

**Tableau R7.4C
Facteur I 2021**

	Masse salariale	Autres coûts	Total
1 Facteur de pondération (D-2020-041, par. 236)	35,44%	64,56%	100,00%
2 EERH pour le Québec (tableau A1-1)	3,06%		
3 IPC Québec (tableau A1-1)		2,09%	
4 Taux pondéré 2021	1,08%	1,35%	2,43%

**Tableau R7.4D
Facteur I 2022**

	Masse salariale	Autres coûts	Total
1 Facteur de pondération (D-2020-041, par. 236)	35,44%	64,56%	100,00%
2 EERH pour le Québec (tableau A1-2)	4,78%		
3 IPC Québec (tableau A1-2)		0,84%	
4 Taux pondéré 2022	1,69%	0,54%	2,24%

- 1 **Pour l'année 2021, le taux pondéré passe de 2,45 % à 2,43 %, soit une diminution**
 2 **de 0,02 %. Concernant l'année 2022, le taux pondéré passe de 2,22 % à 2,24 %, soit une augmentation de 0,02 %.**
 3
 4 **Voir également la réponse à la question 7.3.**

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.

Réponse :

- 5 **Les tableaux suivants présentent les valeurs des tableaux 4 et 5 en fonction des**
 6 **données obtenues à la réponse 7.4.**

**Tableau R7.5A
Formule d'indexation 2021**

	Taux (%)	M\$
1 Coûts couverts par la Formule d'indexation 2020		918,7
2 Facteur C - Recalibrage au réel 2020 (voir section 3.2)		0,1
3 Coûts couverts par la Formule d'indexation ajustée du recalibrage (1+2)		918,8
4 Facteurs d'indexation 2021 (5-6)	1,86%	17,2
5 Facteur I	2,43%	22,4
6 Facteurs X + S	0,57%	5,2
7 Coûts couverts par la Formule d'indexation 2021 (3+4)		936,0

**Tableau R7.5B
Formule d'indexation 2022**

	Taux (%)	M\$
1 Coûts couverts par la Formule d'indexation 2021		938,7
2 Facteurs d'indexation 2022 (3-4)	5,52%	51,8
3 Facteur I	2,24%	21,0
4 Facteurs X + S	(3,28%)	(30,8)
5 Coûts couverts par la Formule d'indexation 2022 (1+2)		990,5

1 Pour l'année 2021, les coûts couverts par la Formule d'indexation passe
2 de 936,2 M\$ à 936,0 M\$, soit une diminution de 0,2 M\$ ou 0,02 %.
3 Concernant l'année 2022, les coûts couverts par la Formule d'indexation
4 demeurent stables à 990,5 M\$. Considérant ces écarts, le Transporteur réitère
5 que la Régie devrait maintenir la présentation du Facteur I à une décimale.

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.

Réponse :

1 **Depuis le dossier R-4112-2019, les pires situations prises en compte par les**
2 **critères de conception du réseau de transport, susceptibles de causer des**
3 **dépassements de la capacité thermique de la ligne 7005, n'ont pas changé.**

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.

Réponse :

4 **Le Transporteur précise que les conditions mentionnées à la référence (iii) sont**
5 **prises en considération dans ses critères de conception. Il s'agit de situations**
6 **de réseau dégradé (N-1) puisqu'une ligne à 735 kV est considérée comme étant**
7 **hors service au moment de simuler un événement, tel que le déclenchement**
8 **d'une autre ligne à 735 kV. Aucune autre étude n'a été requise.**

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.

Réponse :

1 **Dans le cadre de la planification, un réseau noble est un réseau dont tous les**
2 **équipements sont en service. Cette condition est étudiée et incluse dans les**
3 **critères de conception. Elle est généralement peu contraignante par rapport à,**
4 **par exemple, une condition de réseau dégradé qui tient compte d'équipements**
5 **hors service.**

6 **En exploitation, la notion de réseau noble est plus nuancée, l'exploitant devant**
7 **gérer le réseau de façon fiable, peu importe son état. Lorsque la ligne 7005 sera**
8 **en service, la ligne 7035 devra être à son tour retirée du réseau pour des**
9 **périodes prolongées en vue de son rehaussement thermique.**
10 **L'exploitant devant toujours positionner le réseau afin qu'il puisse perdre un**
11 **équipement sans compromettre sa fiabilité, la possibilité de perdre par exemple**
12 **la ligne 7097 doit être prise en compte dans le calcul des limites de transit.**
13 **Dans cette condition, qui sera inévitable en 2022 et 2023, le fait que la 7005 soit**
14 **rehaussée sera bénéfique pour les limites de transit dans le sud du réseau et**
15 **dans le corridor Manicouagan-Québec. Il ne s'agit pas de disposer d'une**
16 **certaine souplesse d'exploitation. Il s'agit plutôt de disposer d'une capacité**
17 **amoindrissant le risque d'embouteiller des ressources lorsque les températures**
18 **sont élevées et de recourir à des moyens de gestion advenant des**
19 **déclenchements de lignes imprévus, ceci au bénéfice de l'ensemble de**
20 **la clientèle.**

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.

Réponse :

21 **L'objectif du rehaussement thermique consiste à augmenter la distance entre le**
22 **conducteur et le sol à des endroits ciblés de manière à maintenir des distances**
23 **sécuritaires en tout temps. Puisque le rehaussement thermique ne change pas**
24 **le conducteur et que la résistance n'est pas modifiée, celui-ci n'a pas d'influence**
25 **sur les pertes électriques du réseau de transport.**

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'allègement 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'efficacité qui pourraient se traduire par des gains d'efficacité 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'efficacité puisque l'efficacité 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'efficacité ». [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 établit 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.

Réponse :

- 1 **Comme mentionné dans sa preuve⁷, le Transporteur doute que la présence d'un**
 2 **CÉR permette un allégement du processus réglementaire. En effet,**
 3 **le Transporteur devra continuer à soumettre une preuve probante et démontrer**
 4 **la justesse de ses prévisions compte tenu de l'importance des montants**
 5 **impliqués, soit 75 % des revenus requis demandés pour l'année 2022. Il est**
 6 **plausible que la Régie et les intervenants continuent de questionner le**
 7 **Transporteur sur ses prévisions ainsi que sur l'acuité de ses projections afin de**
 8 **s'assurer du caractère raisonnable de ses prévisions de dépenses en capital à**
 9 **chacune des années tarifaires.**
- 10 **Le Transporteur réitère également les arguments mentionnés à la section**
 11 **Objectifs d'efficience et d'allégement du MRI de première génération en vigueur**
 12 **jusqu'en 2022⁸.**

⁷ [B-0011](#), HQT-5, Document 1, p.31.

⁸ [B-0011](#), HQT-5, Document 1, pp. 30 et 31.

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.

Veillez 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.

Réponse :

1 **Les coûts couverts par la Formule d'indexation et ceux liés aux dépenses en**
2 **capital sont de nature différente et établis selon deux méthodes distinctes.**
3 **Ainsi, on ne peut présumer qu'un écart défavorable à la Formule d'indexation**
4 **engendrera un écart favorable aux dépenses en capital, l'inverse étant aussi**
5 **vrai. De plus, le Transporteur souligne qu'il établit ses prévisions de bonne foi**
6 **et au meilleur de sa connaissance lors de la préparation du dossier tarifaire. Dès**
7 **lors, il ne prévoit pas dégager des écarts favorables dans certaines rubriques**
8 **pour pallier des écarts défavorables dans d'autres rubriques.**

9 **Enfin, le Transporteur réitère que l'année 2020 est une année atypique marquée**
10 **par le contexte de la pandémie de COVID-19 et dont les données ne peuvent être**
11 **utilisées isolément afin de déterminer la justesse de ses prévisions.**

12 **Les pièces HQT-2, Document 2, des Rapports annuels à la Régie 2019 et 2020**
13 **du Transporteur, présentent les explications des écarts.**

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'efficiency 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.

Réponse :

1 Le Transporteur rappelle que l'étude PMF réalisée par son expert The Brattle
2 Group (« Brattle ») l'a été à la demande de la Régie qui a, à plusieurs reprises,
3 invoqué la nécessité d'une telle étude. À ce propos, le Transporteur présente
4 des extraits des décisions suivantes :

5 Décision D-2018-001 au paragraphe 94 : « *Dans sa décision D-2017-043,*
6 *la Régie souligne toutefois que ce jugement doit s'appuyer sur des*
7 *études contemporaines. Elle est donc d'avis qu'il est opportun de*
8 *réaliser une étude de productivité multifactorielle (PMF) pour*
9 *déterminer la valeur du Facteur X. » (Nous soulignons)*

10 Décision D-2020-028 au paragraphe 72 : « *Ainsi, la Régie souhaite*
11 *ajuster le Facteur X du MRI du Transporteur selon les résultats de*
12 *l'étude PMF. En procédant de la sorte, elle vise à mieux le calibrer,*
13 *en fonction d'une évaluation plus objective et factuelle, sans toutefois*
14 *s'attendre à ce que la valeur obtenue soit exacte [...]* »
15 (Nous soulignons)

16 Ces rappels permettent au Transporteur d'élaborer contextuellement sur les
17 avantages et inconvénients de retenir le taux de -3,38 % comparativement au
18 taux de 0,57 % retenu par la Régie dans sa décision D-2019-060. Le Transporteur
19 rappelle que le taux de 0,57 % est issu de la méthode Khan basée sur le
20 jugement. La Régie, dans sa décision D-2020-028 précédemment citée, ayant fait
21 état de son souhait de recalibrer le Facteur X en fonction d'une évaluation plus
22 objective et factuelle, le Transporteur considère que l'étude de son expert
23 remplit pleinement ces conditions. De plus, Brattle ayant réalisé un découpage
24 des résultats sur différentes périodes, le Transporteur observe que les résultats
25 de l'étude démontrent systématiquement un Facteur X de cet ordre de grandeur
26 et ce, quelle qu'en soit la période utilisée. Ce constat renforce le choix du taux
27 de -3,38 % en tant que résultat issu d'une étude objective et non assujetti à un
28 avantage ou un inconvénient quelconque par rapport au taux de 0,57 %.

29 De plus, le Transporteur souligne les propos de la Régie dans sa décision
30 D-2020-028⁹ dans laquelle elle juge opportun de préciser que « [...] Le Facteur X
31 représente la tendance à long terme de la productivité de base d'une industrie
32 de référence et non pas son niveau. La théorie économique sous-jacente repose
33 sur l'utilisation d'un indice de productivité afin de mesurer la croissance des
34 extrants d'une entreprise par rapport à la croissance de ses intrants. »
35 (Nous soulignons)

⁹ [D-2020-028](#), par.73.

1 **Conformément à cette assertion, le Transporteur a retenu la recommandation**
2 **de son expert d'un Facteur X de -3,38 %, représentant la tendance à long terme**
3 **de la productivité de l'industrie de référence.**

4 **Dans sa décision D-2019-060¹⁰, la Régie note des propos des experts alors**
5 **présents au dossier, que la tendance de productivité dans l'industrie est à la**
6 **baisse. Partant des résultats réels 2019, le Transporteur constate, à la lumière**
7 **des résultats réels 2020 ainsi que de ceux de 2019 après application de la**
8 **formule, que l'application de celle-ci à un taux de 0,57 % ne lui permet pas de**
9 **couvrir l'entièreté des coûts nécessaires à la réalisation de ses activités. Ainsi,**
10 **les deux années présentent un écart défavorable. Ce qui amène le Transporteur**
11 **à constater un décrochage entre ce que lui accorde la formule à un taux de**
12 **0,57 % et ce que la tendance de l'industrie relativement à la hausse des intrants**
13 **plus prononcée que la croissance des extrants impose à ses opérations. Le taux**
14 **de -3,38 % recommandé par Brattle permet donc de recalibrer le Facteur X au**
15 **même niveau que celui qui devrait s'appliquer à l'industrie.**

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.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 10.1.**

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'efficacité réalisés et constatés par le Transporteur durant la dernière décennie.

Réponse :

17 **Le Transporteur soutient cette conclusion à l'appui des résultats découlant des**
18 **multiples balisages déposés à la Régie au fil des dossiers tarifaires sous la**
19 **rubrique performance comparative¹¹, avec des niveaux de fiabilité élevés à**
20 **faibles coûts comparativement à ses pairs.**

21 **Ainsi, le Transporteur considère qu'un Facteur S de 0,1 % est raisonnable.**

¹⁰ [D-2019-060](#), par.147.

¹¹ R-4096-2019, [B-0005](#), HQT-2, Document 1, section 2.

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 :

Réponse :

1 **We reviewed the results of our study and examined the results by company, but**
2 **did not perform a formal sensitivity analysis prior to filing our report. For the**
3 **reasons we discussed in our report and highlighted by the Régie in (iii) we**
4 **recommend use of the full sample of companies to determine industry TFP.**

5 **In addition to the reasons mentioned in our report that the Régie highlighted in**
6 **this question, a search for companies of sizes more comparable to HQT to**
7 **determine industry TFP presents challenges. No company in our sample is the**
8 **same size as HQT as measured by system peak capacity. In our sample,**
9 **Florida Power & Light has the highest 2019 system peak demand at 24,241 MW**
10 **(see Table 8 of our report). The company with the fifth highest 2019 system peak**
11 **demand is Duke Energy Carolina at 17,594 MW. By contrast, the 2019 system**
12 **peak demand for HQT that we use in our econometric model is 40,806 MW.**
13 **Thus, selecting a set of companies of comparable size to HQT using objective**
14 **criteria is more difficult than would be the case if HQT were within the range of**
15 **the size of our sample. The results of such an approach could lack robustness**
16 **and be sensitive to the number of companies selected without objective criteria**
17 **to determine if, for example, the most comparable companies are the top 5,**
18 **top 10 or top 15—or some other combination—of the sample. If other criteria**
19 **were added to sample selection—e.g., geographic environment, regulatory**
20 **environment, technical and managerial characteristic, etc.—the sample**
21 **selection process could dominate the regulatory process, as with 74 sample**
22 **companies the number of potential combinations using all criteria could well**
23 **be overwhelming.**

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

Réponse :

1 **While we did not perform a formal sensitivity analysis prior to filing our report,**
 2 **in order to be responsive to the Regie’s interest in this area and to fully develop**
 3 **the record, we redid our TFP model for the top 5, 10 and 15 companies and**
 4 **created Tables 9-12 for these three scenarios. For the cost benchmarking**
 5 **analysis, which requires more processing of information, coding, modelling,**
 6 **and work we created Tables 14-21 for the top 10 companies only.**

7 **The table below shows the top 15 companies in our sample where the size rank**
 8 **is a weighted average of our output measure in the TFP study—peak demand**
 9 **(MW) and kilometers of transmission lines. In the table, we provide the 2019 peak**
 10 **demand for the top 15 companies.**

Figure 1: Top 15 Transmission utilities in the Brattle Sample

Company	Size Rank	2019 Peak Demand (MW)
Pacific Gas and Electric Company	1	18,731
Southern California Edison Company	2	21,929
Florida Power & Light Company	3	24,241
Georgia Power Company	4	16,572
PacifiCorp	5	10,334
Commonwealth Edison Company	6	20,949
Duke Energy Carolinas, LLC	7	17,594
Alabama Power Company	8	11,542
Duke Energy Progress, LLC	9	13,434
Duke Energy Florida, LLC	10	9,973
Arizona Public Service Company	11	7,030
Northern States Power Company - MN	12	7,469
Oklahoma Gas and Electric Company	13	6,817
PPL Electric Utilities Corporation	14	7,729
Niagara Mohawk Power Corporation	15	6,518

*Note: Size rank determined by each company’s 2019 **combined** output weight measure, which consists of peak demand and transmission length.*

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.

Réponse :

1 **For TFP part of the analysis:**
 2 **See the Excel file filed, in response to this question, in the Electronic Filing**
 3 **System for Tables 9, 10, 11, 12 and Table 21. This file contains recreated Tables**
 4 **9-12 and Table 21 in our report using the top 5, top 10 and then the top 15**
 5 **companies.**

6 **For cost benchmarking part of the analysis:**
 7 **See also, Excel file filed, in response to this question that contains recreated**
 8 **Tables 14-19 in our report using the top 10 companies.**

9 **Table 20 is not affected by this sensitivity analysis.**

10 **With respect to Tables 9-12, we summarize our main conclusion in the Table**
 11 **below, with standard deviations in parentheses. Using a smaller sample based**
 12 **upon the top 15 companies will increase TFP growth compared to our full**
 13 **sample. The impact on PFP (O&M) is mixed with use of the top 5 companies**
 14 **resulting in a lower (more negative) PFP (O&M) growth while using the top 10 or**
 15 **15 companies results in a higher (less negative) PFP (O&M). The impact on PFP**
 16 **(Capital) with the smaller sample will increase PFP (Capital) growth. We highlight**
 17 **the much lower standard deviations with the full sample compared to the smaller**
 18 **sample, confirming the increased volatility with a smaller sample of utilities.**

Figure 2: Summary of Sensitivity analysis using top 5, 10 and 15 transmission utilities from the brattle sample

	TFP	PFP (O&M)	PFP (Capital)
Full Sample	-1.04% (0.17%)	-3.38% (0.41%)	-0.05% (0.12%)
Top 5	-0.85% (1.79%)	-3.64% (4.21%)	0.38% (1.39%)
Top 10	-0.65% (0.87%)	-2.84% (2.21%)	0.28% (0.65%)
Top 15	-0.84% (0.64%)	-3.19% (1.55%)	0.16% (0.46%)

Standard deviation in parenthesis

19 **With respect to re-creation of the cost benchmarking for the top 10 companies,**
 20 **the weights used in Brattle’s report are 60%/40% for peak demand and**
 21 **transmission line length, respectively. The new sensitivity would imply an**
 22 **approximate split of 55%/45%, albeit with a vastly restricted sample of**
 23 **companies.**

1 **The table below summarizes the benchmarking results from Brattle’s report as**
 2 **well as the sensitivity of using only the top 10 companies in terms of size.**
 3 **See the Excel file filed, in response to this question for additional detail.**

Figure 3: Cost Benchmarking results for HQT

Cost Variable	Average Cost Difference % - From Brattle Report (2001 – 2019)	Average Cost Difference % - Top 10 Sensitivity (2001 – 2019)
Total Costs	-1.7%	-0.4%
Capital Costs	-1.1%	-0.3%
O&M Costs	-8.5%	-3.4%

4 **While the use of only the top 10 companies for the benchmarking sample results**
 5 **in slightly worse cost performance, in that predicted costs are now closer to**
 6 **actual costs, the percentage difference still lies in a narrow band of +/-10%.**
 7 **Relatedly, the use of the top 10 companies would not affect our conclusions on**
 8 **the stretch factor if one considers only the thresholds used by the OEB for its**
 9 **stretch factor considerations.**

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.

Réponse :

10 **The use of weighting the TFP of individual companies by a measure of size is**
 11 **one way to determine the industry-wide TFP of a group of companies.**
 12 **Another approach would be to do a simple average, without weighting by**
 13 **company size. The use of a weighted average puts more weight on large**
 14 **companies and so the largest companies in our sample have more of an impact**
 15 **on overall TFP than the smaller companies. From our TFP model, the top five**
 16 **companies have a weight of 26 percent, while the top 10 and 15 companies have**
 17 **overall weights of 43 and 52 percent, respectively. Given that HQT is larger than**
 18 **the largest company we have in our sample, it is our opinion that the use of**
 19 **weighting is a reasonable approach to dealing with HQT’s size. In this case,**
 20 **we view it as a compromise between selecting a smaller sample of larger**
 21 **companies—with the attendant problems associated with that approach as we**
 22 **described in the previous answer—and using a full sample and calculating the**
 23 **simple average.**

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.

Réponse :

1 **The Alberta Utilities Commission adopted a weighted average approach in its**
2 **Rate Regulation Initiative for its electric and gas distribution companies in 2012**
3 **([September 12, 2012 Decision 2012-237](#)) and in 2017 ([February 6, 2017 Decision](#)**
4 **[20414-D01-201](#), see p.90 for a discussion on the weighted average of the NERA**
5 **study adopted in the 2012 proceeding.). Dr. Ros was a co-author of the NERA**
6 **study adopted by the Alberta Utilities Commission.**

7 **The Massachusetts Department of Public Utilities adopted a weighted average**
8 **approach in [D.P.U. 17-05 for the NSTAR Electric Company](#) for its electric**
9 **distribution services, p. 391.**

10 **The Federal Communications Commission in the United States, in its original**
11 **price cap plan for U.S. local exchange telecommunications companies in 1997,**
12 **implicitly used a weighted average because it aggregated all output and input**
13 **data to derive a single, annual TFP, (CC Docket Nos. 94-1, 96-262, May 21, 1997).**

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.

Réponse :

14 **The Federal Energy Regulatory Commission (FERC) regulates the transmission**
15 **services of the companies in our sample. At p. 24 of our report, we highlight the**
16 **general regulatory regime that the FERC applies for transmission services.**
17 **The FERC regulatory regime, which generally applies to our sample companies,**
18 **is rate of return regulation and embedded cost of service with some incentive**
19 **mechanism tied to achievement of some public policy goals. Because there are**
20 **many transmission companies that the FERC must regulate, it has adopted a**
21 **streamlined regulatory review process call “formula rates” which gives the**
22 **transmission companies the option, but not the obligation, to submit periodical**
23 **cost information to the FERC within a standard format and procedure (thus the**
24 **term formula rates). This obviates the need for extensive regulatory cost**
25 **hearings. We have not undertaken an exhaustive review of how many of our**
26 **sample companies are operating under formula rate, of those that are when they**
27 **began operating under formula rates, or whether they have switched throughout**
28 **the period between the two regulatory options that the FERC offers. We can**
29 **state, however, based on our work and experience that use of formula rates**
30 **is common.**

11.4.1. Le cas échéant, veuillez préciser leur nombre.

Réponse :

1 **See response to question 11.4 above.**

11.4.2. En lien avec la référence (ii), compte tenu que l'efficacité 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.

Réponse :

2 **A formula-based price/revenue cap for electricity transmission services is rare**
3 **in North America and only recently embarked upon by the one jurisdiction that**
4 **we are aware of, Ontario. As a result, by necessity estimating an industry-wide**
5 **transmission TFP will require a sample of transmission companies that operated**
6 **under rate of return regulation. This is also generally the case for price cap**
7 **regulation for electricity and gas distribution companies, such as recent cases**
8 **in Alberta and Massachusetts. Even for TFP studies for industries that have**
9 **more history operating under price caps, such as telecommunications,**
10 **the sample will contain companies that operated under rate of return regulation**
11 **for some period.**

12 **These facts, however, do not invalidate the theory or practice of price/revenue**
13 **cap regulation, nor the use of historical data based on rate of return regulation**
14 **to estimate TFP and use in a price/revenue cap plan. Our TFP analysis is derived**
15 **from the underlying theory of price/revenue cap regulation, which we discuss in**
16 **Section III.B of our report and represents what we would expect to observe in**
17 **competitive markets in the long run.**

18 **Recognizing that the historical data to estimate TFP reflect a rate of return**
19 **regulatory regime and that the move to a price cap regime should elicit**
20 **increased efficiency incentives for the firm under the price/revenue cap,**

1 policymakers have adopted a stretch factor into the price cap formula. As the
2 regulator in Alberta has stated (Brattle Report p. 20 for quote and citation):

3 “The purpose of a stretch factor is to share between the companies and
4 customers the immediate expected increase in productivity growth as
5 companies transition from cost of service regulation to a PBR regime.”

6 Thus, the tool used in a price/revenue cap formula to address the concerns
7 raised by the Régie in this question is the stretch factor.

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.

Réponse :

8 We have provided a TFP study that reflects a number of key factors, such as the
9 sample of companies, the period, the use of a specific capital methodology and
10 asset life, and the inclusion or exclusion of certain expenses to name a few.
11 We recommend adoption of that study.

12 With respect to the concern raised in the previous question, that is, the use of
13 historical data influenced by rate of return regulation, it is our opinion that the
14 Régie’s judgement for tackling that concern should be focused on the stretch
15 factor, and not the TFP study. The stretch factor is the tool in a price/revenue
16 plan to address the Régie’s concerns in this question.

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.

Réponse :

1 Many factors in combination help explain the results of a TFP study and it is
2 empirically challenging to identify, isolate and quantify the most important ones.
3 We have not conducted research or empirical analysis hypothesizing and
4 testing the main economic and policy drivers of transmission TFP growth since
5 the mid-1990s. We can, however, identify some general factors affecting the
6 industry that likely help explain transmission TFP growth and tie those factors
7 to our study.

8 TFP growth is output growth minus input growth. In our description of our TFP
9 results (Brattle Report Section VI), we observe that transmission output growth
10 slowed modestly throughout the period. Our transmission output measure
11 consists of kilometers of transmission lines and peak demand (MW).
12 Transmission lines grew at 0.57% during the entire period and increased in the
13 more recent periods. An important likely reason is the growth in competitive
14 wholesale generation markets that results in more diverse sources of generation
15 supply—e.g., fossil vs. non-fossil—as well as connecting generation sources in
16 more distant locations, primarily to connect renewable sources whose locations
17 are relatively fixed and thus limit the ability to optimize transmission distances
18 among all generation nodes. Peak demand grew at 1.10% during the period,
19 driven, in part by income and population growth. Peak demand growth slowed
20 considerably, however, during the more recent period, with one important
21 reason being the overall secular decline in electricity demand—likely due in part
22 to increased energy efficiency among all classes of customers and reduced
23 electricity usage per customer. Thus, on the output side, an important factor
24 negatively affecting productivity growth likely includes the slowdown in per-
25 capita electricity demand during the period.

26 On the input side, input growth was high during the period and contributed to
27 the negative overall TFP growth. Materials, rents and services quantity grew at
28 5.58% per year during the period, with labor and capital quantity growing at
29 approximately 0.69% and 0.93%, respectively. In terms of input prices, capital
30 price grew the fastest at 4.07% with labor and materials, rents and services
31 prices growing at 2.85% and 1.87%, respectively. Thus, on the input side,
32 the increase in capital price was an important contributor to the negative TFP
33 growth as was the growth in material, rents and services quantity—although the
34 latter had a smaller overall impact on overall inputs than capital. The factors that
35 positively affected the growth in kilometers of transmission lines—competitive
36 wholesale markets and increased renewables—also was responsible for the
37 growth in transmission inputs. Increasing competitive wholesale generation
38 markets resulted in increased transmission investment and O&M as over the
39 period more transmission was needed to connect new and diverse sources of
40 generation supply, especially renewable sources whose locations are relatively
41 fixed and may be far from population centers. While these investments (inputs)

1 affected kilometers of transmission lines (one of our output measures) it likely
2 contributed relatively little to peak demand (our other output growth). In other
3 words, some of the transmission investment related to connect renewable
4 generation was not driven by peak demand, but rather other reasons, especially
5 public policy reasons.

6 Moreover, the increased growth and development of competitive wholesale
7 generation markets, driven by Federal policy and FERC Orders and rules—such
8 as open access to wholesale transmission and requirements reflected in the
9 Open Access Transmission Tariffs (OATT)—also requires more integration,
10 interconnection and interchange among utilities and has likely resulted in
11 increased in costs. Finally, there has been an increased emphasis on
12 improvement in service quality of transmission lines to improve reliability driven
13 by changing rules and regulations as issued by the North American Electric
14 Reliability Corporation (NERC). All these are also likely drivers of the increase
15 input growth in our TFP study.

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

Réponse :

16 **Please see the Figure below.**

Figure 4: Brattle Study and Transmission TFP studies in other jurisdictions

	Period	TFP	Sample Size	Output weights	Input		
					Capital Approach	O&M costs	A&G and General Plant
Brattle (2021 Régie)	1995-2019	-1.04%	74 US transmission utilities	60% peak demand 40% line length	one-hoss Shay	includes all FERC O&M transmission accounts	excludes a share of these costs
PEG (2021 Régie Study) ¹	1996-2019	-0.62%	51 US transmission utilities	58% ratcheted peak demand 42% line length	geometric decay	Excludes FERC transmission accounts 561-561.8; 565 (transmission expense by others); 566 (miscellaneous transmission expenses);	includes a share of these costs
Clearspring, EA (2021 OEB) ²	2000-2019	-1.66%	50 US transmission utilities	36.6% line length 63.4% 10-year rolling average peak demand	geometric decay	excludes FERC transmission account 565 (transmission expense by others)	includes a share of these costs
PSE (2018 OEB) ³	2004-2016	-1.71%	48 US transmission utilities	73.9% line length 26.1% maximum (ratcheted) peak demand	geometric decay	excludes FERC transmission account 565 (transmission expense by others)	includes a share of these costs
PEG (2018 OEB) ⁴	1996-2016	-0.34%	47 US transmission utilities	56.5% ratcheted peak demand 43.5% line length	geometric decay	Excludes FERC transmission accounts 561-561.8 (load dispatching); 565 (transmission expense by others); 566 (miscellaneous transmission expenses); 567 (transmission rent expenses)	includes a share of these costs

(1) Transmission Productivity and Benchmarking Study. February 15th, 2021.

(2) Benchmarking and Productivity Research for Hydro One Networks' Joint Rate Application. July 30th, 2021.

(3) Transmission Study for Hydro One: Recommended CIR Parameters and Productivity Comparisons. May 23rd, 2018.

(4) Incentive Regulation for Hydro One Transmission. September 5th, 2019.

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					

Réponse :

Figure 5: Additional sensitivity analysis

Year	Base Case PFP O&M	Capital Asset life 44 years	Output Share (50/50)	A&G and General Plant	A&G without Pension and benefits
1995-2019	-3.38%	-3.38%	-3.48%	-3.49%	-3.63%
2000-2019	-3.28%	-3.28%	-3.32%	-3.55%	-3.57%
2005-2019	-3.09%	-3.09%	-3.15%	-3.57%	-3.60%
2010-2019	-3.13%	-3.13%	-3.15%	-3.88%	-3.96%

1 **For the sensitivity analyses requested in this question, the PFP O&M results are**
 2 **robust in showing a large negative PFP O&M. The capital asset life assumption**
 3 **does not affect the PFP O&M.**

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.

Réponse :

4 **Yes. Our use of the term common costs specifically refers to common costs that**
 5 **are capital-related—e.g., office buildings housing officers and executives,**
 6 **office equipment, and transportation equipment, to name a few—as well as**
 7 **non-capital-related expenses—such as compensation of officers and**
 8 **executives, office supplies and expenses, pension and benefits, to name a few.**
 9 **Thus, the comments in our report where we recommend not including common**
 10 **costs in the study (Brattle Report p. 55) also applies to the PFP (O&M) results.**

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'extrait 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.

Réponse :

1 **Few jurisdictions rely on an econometric cost benchmarking analysis for**
2 **selecting the stretch factor, so there is limited information on how other**
3 **jurisdictions deal with this issue. It appears that in instance where a policymaker**
4 **requested econometric cost benchmarking, both experts in the proceeding used**
5 **ratcheted peak demand. In our response to question 12.1.1 above, we identified**
6 **TFP studies by PSE and by PEG and they both included econometric cost**
7 **benchmarking study. We note the author of the PSE and Clearspring studies**
8 **was the same person. For its econometric benchmarking analysis, PSE uses**
9 **maximum peak demand, which based on the definition, seems to be very similar**
10 **to our ratcheted peak demand. For its econometric benchmarking analysis,**
11 **PEG used ratcheted peak demand as well. We note that the Ontario Energy**
12 **Board's decision did not mention this topic in its final decision. In a recent filing**
13 **before the OEB, Clearspring PSE submitted a transmission TFP study where**
14 **they are using a 10-year rolling average of peak demand for use in both the TFP**
15 **study as well as the econometric cost benchmarking instead of ratcheted peak**
16 **demand. The OEB has not ruled yet on the use of a 10-year rolling average in**
17 **the econometric cost benchmarking that PSE recently submitted.**

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.

Réponse :

1 **Economic costing theory suggests the use of ratcheted peak demand as an**
 2 **independent variable in the econometric model and a driver of**
 3 **contemporaneous transmission costs. Moreover, as we discuss further below**
 4 **in 13.1.4, our cost benchmarking conclusions are not sensitive and do not**
 5 **change with use of peak demand instead of ratcheted peak demand.**

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.

Réponse :

6 **See response to 13.1.2., as well as response 13.1.4 below.**

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.

Réponse :

7 **Please see the Excel file filed for this question for replications of Table 18 and**
 8 **Table 19. The table below summarizes the regression coefficients for the output**
 9 **variables from table 18 of the Brattle report and from the sensitivity that uses**
 10 **peak demand as an explanatory variable.**

Figure 6: Regression parameter estimates for O&M costs¹²

Output variable	Coefficient from Brattle Report	Coefficient from Sensitivity – Peak Demand
Length of Tx Lines	0.238*	0.232**
Peak Demand	0.385*	0.423***
Total Energy	0.0587	0.0360

11 **The table below summarizes the result from table 19 of the Brattle report with**
 12 **the use of peak demand. The average difference in costs for HQT over the 2001**
 13 **– 2019 period is the same as that when using ratcheted peak demand.**

¹² *** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1.

Figure 7: O&M Cost Benchmarking results for HQT

Cost Variable	Average Cost Difference % - From Brattle Report (2001 – 2019)	Average Cost Difference % - Peak Demand (2001 – 2019)
O&M Costs	-8.5%	-8.5%

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.

Réponse :

1 **Omitting a relevant variable from an econometric model may cause a bias in the**
 2 **parameter estimates of the remaining variables. If the omitted variable has some**
 3 **effect on the dependent variable and the omitted variable is correlated with at**
 4 **least one of the independent variables in the model, then there is an omitted**
 5 **variable bias. Omitted variable bias is a common challenge in econometric**
 6 **modelling because no matter how well specified a model is, it is unlikely that all**
 7 **observable variables have been included. More important, there are factors that**
 8 **are not possible to include in an econometric regression because the variable**
 9 **is unobservable to the researcher—i.e., it may not be feasible to measure it—or**
 10 **due to the resource requirements to accurately and objectively measure the**
 11 **variable, e.g., intangible factors such as quality of management and workers.**
 12 **Fixed and random effects estimators are panel data estimators. Our econometric**
 13 **cost benchmarking model consists of a panel data where we observe the same**
 14 **set of companies over a period—in our case, 74 US transmission utilities over a**
 15 **25 year period. A key strength of panel data is that it is well-suited to control for**
 16 **omitted variable bias resulting from those variables that are hard for a**
 17 **researcher to measure but which have an impact on the dependent variable and**
 18 **are correlated with the independent variables. While an econometric model**
 19 **estimated by panel data estimators should be as well-specified as possible—as**
 20 **is the case with any econometric estimator—properly used, panel data**
 21 **estimators control for and greatly reduce the chances of unobservable,**
 22 **omitted variable bias. For these reasons, use of panel data estimators for**
 23 **panel data is superior to pooled OLS and is best practice in empirical**
 24 **econometric analysis.**

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.

Réponse :

1 **Please see response to question 13.4 above. Please note that our parameter**
2 **standard errors are clustered at the utility level and robust to heteroscedasticity**
3 **and to autocorrelation.**

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.

Réponse :

4 **Economic costing theory suggests that the independent variables mentioned in**
5 **this question should be part of the specification of the transmission cost**
6 **models. As such, not including them in the econometric cost benchmarking**
7 **analysis would result in a mis-specified model. In general, it is not good**
8 **econometric practice to remove theoretically relevant variables from the**
9 **equation due to lack of significance arising from the data set at hand.**

10 **Statistically, the non-significance of these variables individually is due to the**
11 **data set at hand and several factors in combination: insufficient variation in the**
12 **variables, a high standard error of the regression and some multi-collinearity**
13 **among the variables. In addition, while panel data models do well in dealing with**
14 **the treatment of unobservable variables, the FE model comes at a cost—in that**
15 **the transformation process involved in the fixed effects estimator generally**
16 **reduces the variability of the transformed variable. The RE is a more efficient**
17 **estimator as it does not estimate the fixed effects separately which increases**
18 **the degrees of freedom and lowers the standard error of the regression, holding**
19 **all other factors constant.**

20 **Importantly, while it is the case that individually these variables are not**
21 **significant, the equations as a whole are significant. This means that the**
22 **variables in question in combination with the other significant independent**
23 **variables, are jointly significant and are important. For purposes of our**
24 **econometric cost benchmarking analysis, our main interest is in the model as a**
25 **whole, and less on the coefficient of any individual variable. The exception to**
26 **this last statement being our interest in the output variables of the model as we**
27 **use those to develop our output weights for the TFP model and we use the**
28 **random effects estimator for that analysis. As we mentioned in the report**
29 **(Brattle Report pp. 61-62) ratcheted peak demand exhibits little variability**

1 throughout the period, which explains the insignificance of that variable in the
2 fixed effect model. The fixed effects estimator, while being robust in being able
3 to produce unbiased and consistent parameter estimates under varying
4 assumptions, comes at the cost of efficiency—i.e., higher standard errors.
5 For our purposes, this loss in efficiency is not important because we are more
6 interested in the parameters being unbiased and consistent for cost
7 benchmarking analysis.

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.

Réponse :

8 **Please see response to question 13.4.1, for why we do not recommend removing**
9 **them from the equation. In general, we urge caution against putting too much**
10 **weight on adjusted R-squared for model specification. R-square measures the**
11 **proportion of the variance in the dependent variable explained by the model.**
12 **Comparing R-squares from panel data estimators and OLS estimators is not**
13 **meaningful, as the two are not directly comparable. Moreover, there is no**
14 **requirement in econometric modelling that the adjusted R-squared be above a**
15 **certain level, and none of the classical linear model assumptions that are**
16 **necessary for the estimation of unbiased and efficient parameters requires a**
17 **certain threshold adjusted R-squared. An econometric model can be significant**
18 **and its parameters unbiased and efficient with a low adjusted R-squared. At the**
19 **same time, a model can be mis-specified, insignificant and have biased**
20 **parameters while at the same time having a high adjusted R-squared. The latter**
21 **is likely to be the case in the presence of time series analysis where the data**
22 **have not be de-trended. Moreover, comparing R-squares from panel data**
23 **estimators and OLS estimators is not meaningful, as the two are not directly**
24 **comparable and explain different aspects of the dependent variables. Thus, an**
25 **R-squared of 0.441 is not evidence that the model is bad.**

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.

Réponse :

1 **For fixed-effects panel data models, the R-squared within is the relevant one to**
2 **examine, while with the random-effects panel data models, the R-squared overall**
3 **is the relevant one. Nevertheless, R-squares for panel and OLS estimators are**
4 **not directly comparable. The fixed-effects estimator uses the time-demeaned**
5 **data within the individual units to estimate the model’s parameters. The R**
6 **squared within can be interpreted as the amount of *time* variation in the *unit’s***
7 **dependent variable (in this case a transmission utility’s total costs) that is**
8 **explained by the *time* variation in the *unit’s* explanatory variable.**
9 **Thus, it focuses on how well the explanatory variable’s variation within one unit**
10 **and across time explains the dependent variable’s variation within the same unit**
11 **over time. It is a different statistical concept than the adjusted R-squared**
12 **from OLS.**

13 **Apart from the above, R-square measures the proportion of the variance in the**
14 **dependent variable explained by the model which is a different concept than**
15 **how accurate are the model’s predictions. The quality of predictions from a**
16 **regression model can be measured by examining the variance of the mean**
17 **prediction from the model. For this, a statistic to use is the standard error of the**
18 **regression—the Root Mean Square Error (RMSE). The RMSE is a measure of**
19 **how close the predicted values are to the actual ones, with a lower RMSE being**
20 **better, all else equal. For our fixed effects model, the Root Mean Square Error**
21 **was 0.185, which is a low value suggesting a low regression standard error and**
22 **accurate mean predictions. Finally, we note that the accuracy of predictions**
23 **from OLS is smallest near the mean value of the independent variables and**
24 **larger as the independent variables deviate from the mean. Given HQT’s large**
25 **size compared to the US sample means, this makes cost benchmarking HQT a**
26 **significant challenge.**

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.

Réponse :

1 **In Brattle Report pp. 61-62, we justify the choice of the fixed effects estimator.**
2 **A Hausman specification test confirmed that the fixed effects model was**
3 **preferred. The null hypothesis of the Hausman test is no correlation between the**
4 **errors and the regressors. Under this hypothesis random effects is consistent**
5 **and efficient, under the alternative it is inconsistent. Fixed effects is consistent**
6 **under both the null and the alternative.**

13.5.2. Veuillez indiquer si l'utilisation de la méthode d'estimation avec effets fixes présente un problème méthodologique.

Réponse :

7 **In our opinion, there are no methodological problems with the fixed-effects**
8 **estimator. As discussed in response to question 13.2, a key strength of fixed**
9 **effects estimators is that it controls for omitted variable bias resulting from**
10 **those variables that are hard for a researcher to measure but which have an**
11 **impact on the dependent variable and correlated with the independent variables.**
12 **The fixed-effect estimator is commonly used in econometric analysis when**
13 **panel data sets are available. Not using a panel data estimator and instead**
14 **applying Ordinary Least Square (OLS) to a panel data is not good econometric**
15 **practice.**

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.

Réponse :

16 **The fixed effects estimator results is an unbiased and consistent parameter**
17 **estimates even when there is correlation between the unobserved panel-level**
18 **fixed effect and the independent variables. As such, it is a very robust estimator**
19 **when panel data are available. The drawback to it is that it comes at the cost of**
20 **losing some efficiency and having larger standard errors than the random**
21 **effects estimator or a simple OLS on panel data. In our case that is not a**
22 **problem, we accept some loss in precision for the individual independent**
23 **variables because our main interest is in the model as a whole, and using it to**
24 **make predictions about HQT's costs. Our models are statistically significant.**

13.5.4. Veuillez fournir les résultats des tableaux 15 et 19 en utilisant la méthode d'estimation avec effets aléatoires.

Réponse :

1 Please see the Excel file filed for that question for replications of Table 15 and
2 Table 19 for the random effects approach.

3 The table below summarizes the benchmarking results for the fixed effects
4 specification, as reported in Brattle's report, and the random effects sensitivity.
5 There are some differences, but the average cost differences for both total costs
6 and O&M costs for HQT over the 2001 – 2019 period remain in the +/-10% band
7 defined by the OEB for stretch factor considerations. For the reasons stated in
8 response to 13.5.1, we recommend the use of the fixed-effects estimator
9 for econometric cost benchmarking.

Figure 8: O&M Cost Benchmarking results for HQT

Cost Variable	Average Cost Difference % - From Brattle Report (2001 – 2019)	Average Cost Difference % - Random Effects (2001 – 2019)
Total Costs	-1.7%	0.3%
O&M Costs	-8.5%	-5.7%

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.

Réponse :

1 **Our recommendation of an S factor of between 0.10% and 0.30% applies for all**
2 **periods. We base our recommendation on regulatory judgement, prudence and**
3 **our overall analysis.**

14.2 Dans la négative, veuillez préciser le facteur S qui s'appliquerait aux périodes suivantes : 2001-2019, 2005-2019 et 2010-2019.

Réponse :

4 **See response to 14.1 above.**

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.

Réponse :

1 **Tables 15 of our report shows that over the period 2001-2019, according to our**
2 **econometric model and in terms of TFP, 59% of the sample performed better**
3 **than HQT. Over the recent period 2010-2019, HQT performed better than 52% of**
4 **the sample.**

5 **Table 17 of our report shows that over the period 2001-2019, according to our**
6 **econometric model and in terms of PFP capital, 57% of the sample performed**
7 **better than HQT. Over the recent period 2010-2019, HQT performed better than**
8 **47% of the sample.**

9 **Table 19 of our report shows that over the period 2001-2019, according to our**
10 **econometric model and in terms of PFP O&M, 61% of the sample performed**
11 **better than HQT. Over the recent period 2010-2019, HQT performed better than**
12 **68% of the sample.**

13 **Overall, based upon our econometric analysis only, we would classify HQT as a**
14 **medium/average performer but with positive trend and showing improvement in**
15 **total costs performance, driven by significant improvement in O&M**
16 **performance.**

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.

Réponse :

17 **The structural changes do not have a significant influence on the S factor that**
18 **we propose. The structural changes that we identified affect HQT's accounting**
19 **regime, certain exceptional cost treatment and its structural operation including**
20 **the telecommunications assets it acquired 2008. Those changes did not alter in**
21 **any meaningful way the rate of return regulatory regime that HQT operated**
22 **under during the period, and we do not view that it materially affected its**
23 **efficiency incentives in one direction or the other. In terms of the econometric**
24 **cost modelling, in our report we discuss the implications these changes have**
25 **(see Brattle Report pp 57-58).**

14.5 Veuillez expliquer la faiblesse de l'efficacité de coûts des utilités publiques américaines de service d'électricité durant la période 2001-2019.

Réponse :

1 **Based upon our econometric cost modelling, we do not view U.S. utilities as low**
2 **performers. Please refer to answer to 12.1.1, where we discuss the main**
3 **economic and policy drivers of TFP growth since the mid-1990s.**

14.6 La Régie note à la référence (i) que Brattle met en garde contre toute utilisation systémique 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 règlementaire.

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 ».

Réponse :

4 **Our stretch factor recommendation is not based upon any specific value of the**
5 **growth factor, or how that growth factor is determined, nor whether that growth**
6 **factor is within the indexation formula or part of a separate regulatory feature**
7 **of HQT.**

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.

Réponse :

8 **See response to 14.6.1. We maintain our recommendation of an S factor of**
9 **between 0.10% and 0.30% applicable for all periods.**

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 Transporter 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.

Enfin, 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.

Réponse :

1 **Le Transporteur a effectivement amorcé des analyses de l'impact des nouvelles**
2 **technologies sur le réseau de transport, dont l'impact à la pointe du réseau.**
3 **Ces analyses, par leur complexité, sont réalisées de manière itérative et ont pour**
4 **but actuellement d'améliorer les connaissances du Transporteur face à ces**
5 **nouvelles technologies et leurs impacts ou perspectives de déploiement pour le**
6 **réseau de transport. Le Transporteur souhaite se doter ainsi d'une vision plus**
7 **claire afin d'orienter adéquatement ses choix technologiques à long terme.**

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.

Réponse :

8 **Le Transporteur ne peut prévoir quand ces analyses seront complétées,**
9 **celles-ci étant réalisées de façon itérative en fonction des besoins et des**
10 **développements technologiques.**

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)).

Réponse :

11 **Pour le moment, les analyses sont toujours en cours pour déterminer comment**
12 **intégrer ces technologies dans la planification du réseau de transport.**

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.

Réponse :

13 **Au moment opportun, qui est encore indéterminé, le Transporteur s'assurera de**
14 **se conformer à la décision D-2015-017 rendue par la Régie dans le cadre du**
15 **dossier R-3903-2014, plus précisément aux paragraphes 470 et 471.**

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.

Réponse :

1 **Le Transporteur mentionne que l'affirmation en page 9 de la référence (i)**
2 **concernait uniquement ses critères de conception internes, donc n'avait pas**
3 **comme objectif de couvrir les éventuels changements aux répertoires du NPCC**
4 **ou aux normes de fiabilité du NPCC et de la NERC.**

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.

Réponse :

5 **Autant au NPCC qu'à la NERC, différentes initiatives ont été démarrées afin**
6 **d'adapter les critères et normes de planification et d'exploitation du réseau de**
7 **transport à l'émergence des nouvelles technologies déployées dans le cadre de**
8 **la transition énergétique.**

9 **Du côté du NPCC, un exercice de priorisation pour la révision des répertoires**
10 **en lien avec l'intégration de ressources énergétiques décentralisées et de**
11 **ressources énergétiques intermittentes a été récemment complété¹³. La révision**
12 **du répertoire « Directory 1 », entamée au début de l'année 2021, a été classée**
13 **comme étant de priorité élevée. L'un des objectifs de cette révision est**
14 **d'identifier les modifications requises pour tenir compte des nouvelles**
15 **technologies. Le NPCC vise compléter la révision du « Directory 1 » à la fin de**
16 **l'année 2022.**

¹³ [NPCC Whitepaper](#) on De-Carbonization Impacts, Identification and Prioritization of NPCC Reliability Directory Reviews due to Distributed Energy Resources (DER) and Variable Energy Resources (VER).

1 **Du côté de la NERC, un exercice de priorisation des normes potentiellement**
2 **touchées par les nouvelles technologies est en cours. Parallèlement, plusieurs**
3 **guides ont été publiés¹⁴ ou sont en cours de rédaction afin de guider les**
4 **entreprises d'électricité vers de bonnes pratiques de modélisation et**
5 **d'intégration de ces technologies. La liste des sujets à traiter par les groupes de**
6 **travail de la NERC est longue et leurs travaux prendront plusieurs années.**

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.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 15.3.2.**

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.

Réponse :

8 **Le Transporteur informera la Régie si un changement aux répertoires du NPCC**
9 **ou aux normes de fiabilité de la NERC est déclencheur d'un projet**
10 **d'investissement.**

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.

Réponse :

11 **Les sources de production additionnelles qui amèneraient un besoin de**
12 **régulation de fréquence primaire sont essentiellement les sources d'énergie**
13 **raccordées au réseau de transport au moyen d'onduleurs, par exemple l'énergie**
14 **de source éolienne ou solaire photovoltaïque.**

¹⁴ https://www.nerc.com/comm/PC_Reliability_Guidelines_DL/Reliability_Guideline_DER_A_Parameterization.pdf
[https://www.nerc.com/comm/PC_Reliability_Guidelines_DL/Reliability_Guideline_DER_Data_Collection_for_Mo delinq%20\(003\).pdf](https://www.nerc.com/comm/PC_Reliability_Guidelines_DL/Reliability_Guideline_DER_Data_Collection_for_Mo delinq%20(003).pdf)
https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Reliability_Guideline%20_DER_Model_Verification_o f_Aggregate_DER_Models_used_in_Planning_Studies.pdf
https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Planning%20Impacts%20from%20Distributed%20Energy%20Re/S PIDERWG_White_Paper_TPL-001_Assessment_and_DER.pdf
https://www.nerc.com/comm/PC_Reliability_Guidelines_DL/Guideline_IEEE_1547-2018_BPS_Perspectives.pdf

1 **Le besoin de régulation de fréquence primaire pourrait être comblé, entre autres,**
 2 **par des machines synchrones conventionnelles, des sources d'énergie**
 3 **raccordées au moyen d'onduleurs ou de la modulation de charge.**
 4 **L'horizon anticipé pour ce besoin additionnel dépendra des taux de pénétration**
 5 **et des types de sources de production additionnelles qui seront déployés sur**
 6 **le réseau.**

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.

Réponse :

7 **Aucun investissement au niveau du réseau de transport n'est actuellement**
 8 **envisagé par le Transporteur pour des besoins de régulation de fréquence**
 9 **primaire. Le Transporteur évaluera les situations qui surviendront dans son**
 10 **horizon de planification et pour lesquelles une hausse de ces besoins pourrait**
 11 **se traduire par des investissements possibles sur le réseau.**

- 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 :

«

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.

Réponse :

1 Le Transporteur rappelle que les taux d'utilisation du réseau de transport, tels
 2 que calculés historiquement dans les dossiers tarifaires, représentent le rapport
 3 entre d'une part l'utilisation maximale mensuelle (service de transport pour la
 4 charge locale et service de transport de point à point) du réseau de transport à
 5 l'heure de pointe (numérateur), et d'autre part la capacité de transport prévue à
 6 la pointe annuelle de l'année courante (dénominateur).

7 Le numérateur est donc composé de données réelles mesurées au cours de
 8 l'année. Le dénominateur est quant à lui est une valeur théorique obtenue par
 9 des simulations. La variation du taux d'utilisation est alors explicable par la
 10 variation de l'une ou l'autre de ces valeurs, ou par une combinaison de la
 11 variation des deux. Le tableau suivant illustre les variations relatives de chacune
 12 des valeurs pour chacun des mois des années 2019 et 2020, ainsi que la
 13 variation résultante sur le taux d'utilisation du réseau de transport, les données
 14 de l'année 2018 étant la référence.

Tableau R16.1.1
 Variation relative des taux d'utilisation du réseau de transport
 par rapport à l'année 2018

Mois	Année 2019			Année 2020		
	Capacité de transport prévue à la pointe	Utilisation maximale mensuelle (MW)	Taux d'utilisation réseau de transport	Capacité de transport prévue à la pointe	Utilisation maximale mensuelle (MW)	Taux d'utilisation réseau de transport
Janvier	2 %	0 %	-1,3 %	2 %	-2 %	-4 %
Février	2 %	3 %	1,2 %	2 %	-3 %	-5 %
Mars	2 %	5 %	3,3 %	2 %	-7 %	-9 %
Avril	2 %	-4 %	-5,4 %	2 %	-10 %	-12 %
Mai	2 %	12 %	10,1 %	2 %	-3 %	-5 %
Juin	2 %	-2 %	-3,2 %	2 %	4 %	2 %
Juillet	2 %	-4 %	-5,0 %	2 %	5 %	2 %
Août	2 %	-2 %	-3,1 %	2 %	-17 %	-19 %
Septembre	2 %	-3 %	-4,8 %	2 %	-4 %	-6 %
Octobre	2 %	-8 %	-9,8 %	2 %	18 %	15 %
Novembre	2 %	-5 %	-6,6 %	2 %	-6 %	-8 %
Décembre	2 %	6 %	4,8 %	2 %	-3 %	-5 %

15 L'utilisation maximale mensuelle provient des pointes mensuelles (coïncidentes
 16 à la pointe du réseau de transport) présentées dans les rapports annuels du

1 Transporteur à la pièce HQT-4, Document 5 pour 2018 et à la pièce HQT-3,
2 Document 2 pour 2019 et 2020.

3 La capacité de transport prévue à la pointe est comme suit : 43 578 MW pour
4 2018, 44 233 MW pour 2019 et 45 334 MW pour 2020.

5 Afin de déterminer ces valeurs, le Transporteur réalise des études annuelles de
6 la capacité de transport prévue pour chaque période de pointe hivernale.
7 Plusieurs scénarios sont étudiés permettant d'établir les limites du réseau dans
8 diverses situations susceptibles de survenir. L'un des scénarios de forte
9 demande est retenu et utilisé afin de calculer la capacité de transport prévue
10 pour cette période de pointe. L'ensemble du réseau est modélisé et les besoins
11 de transport sont augmentés graduellement jusqu'à ce que l'une des limites du
12 réseau soit atteinte. À partir des résultats obtenus, le Transporteur calcule la
13 capacité de transport prévue à la prochaine période de pointe. Les scénarios de
14 forte demande survenant dans les conditions d'exploitation prévues aux
15 périodes de pointe respectives, en tenant compte des besoins de transport
16 simulés, de la réserve d'exploitation et des conditions de réseau anticipées
17 (dont la production disponible et les équipements du réseau de transport
18 indisponibles), ont conduit aux valeurs de capacité de transport prévue à la
19 pointe présentées.

20 Pour les mois de janvier, février et décembre 2020, l'explication de la baisse du
21 taux d'utilisation du réseau de transport est donc attribuable à la baisse de
22 l'utilisation maximale mensuelle couplée à la hausse de la capacité de transport
23 prévue à la pointe.

24 Pour les autres mois, mis à part la hausse de la capacité de transport prévue à
25 la pointe, les variations sont explicables par des besoins de la charge locale
26 différents, qui peuvent être couplés à des occasions de marché différentes qui
27 pourraient changer les besoins de service de transport point à point.

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.

Réponse :

28 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

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.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 16.1.1.**

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.

Réponse :

2 **En se référant à la réponse à question 16.1.1, la capacité de transport prévue à**
3 **la pointe est dépendante de la disponibilité des équipements prévue et des**
4 **conditions de réseau anticipées lors de la simulation de la période de pointe de**
5 **charge analysée. Celle-ci, couplée à l'utilisation réelle du réseau de la part de la**
6 **charge locale et des services de transport de point à point, influenceront le**
7 **calcul du taux d'utilisation du réseau de transport. C'est donc la capacité de**
8 **transport prévue à la pointe qui influence le calcul du taux d'utilisation du réseau**
9 **de transport et non l'inverse.**

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.

Réponse :

10 **Le Transporteur considère que le taux d'utilisation du réseau de transport,**
11 **présenté au tableau 2 de la référence (i), en raison de la façon dont il est calculé,**
12 **n'est pas une référence adéquate pour évaluer l'évolution du taux de pertes.**

13 **Par exemple, comme expliqué à la réponse à la question 16.1.1, le dénominateur**
14 **de chaque taux d'utilisation mensuel est composé de la capacité de transport**
15 **prévue à la pointe, qui est une valeur théorique qui dépend des conditions**
16 **dans lesquelles le réseau est prévu être exploité lors de la période de pointe.**
17 **Cette valeur varie donc selon différents facteurs, dont la disponibilité**
18 **des équipements.**

19 **L'indisponibilité d'un compensateur synchrone, par exemple, aurait un impact à**
20 **la baisse sur les limites de transit et ainsi sur la capacité de transport prévue à**
21 **la pointe, mais n'aurait aucun impact sur le taux de pertes. Ainsi, pour deux**
22 **années qui seraient identiques à tout point de vue mis à part la disponibilité d'un**
23 **compensateur synchrone, les taux d'utilisation calculés seraient différents mais**
24 **le taux de pertes mesuré serait identique.**

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 :

«

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
	MATH-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	Total	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	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	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	Total	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.

>>

Demands :

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)).

Réponse :

- 1 **Une évaluation est en cours afin de mettre à jour la capacité de transfert en**
 2 **livraison sur le chemin HQT-DER au cours de l'année 2022.**

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)).

Réponse :

1 **Au moment du dépôt de la présente demande, la capacité en réception du**
2 **chemin NB-HQT aurait dû être de 769 MW, comme indiqué à la référence (iii).**
3 **En effet, à la suite des investigations liées à un bris de transformateur au poste**
4 **de la Madawaska, le Transporteur a dû revoir la capacité en réception de 785 MW**
5 **à 769 MW.**

- 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 Îles 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.

Réponse :

1 **Le Transporteur comprend que la référence (iii) vise la pièce B-0012, HQT-6,**
2 **Document 1, Annexe 2 du dossier R-4096-2019.**

3 **Le raccordement des Îles-de-la-Madeleine est toujours en phase d'avant-projet,**
4 **servant à définir le contenu du projet, à en estimer les coûts de manière plus**
5 **précise et à en fixer l'échéancier. Actuellement, le Transporteur prévoit**
6 **présenter une demande d'autorisation du projet en 2023.**

7 **Diverses études sont effectuées depuis 2017, dont des relevés marins.**
8 **Les estimations initiales des coûts du projet étaient préliminaires et basées sur**
9 **les meilleures données techniques disponibles lorsqu'elles ont été réalisées.**

10 **Plusieurs éléments sont à l'origine de l'augmentation des estimations**
11 **préliminaires, dont les conditions des fonds marins, les dynamiques d'érosion**
12 **et l'évolution du marché mondial des systèmes faisant appel au courant continu**
13 **à haute tension.**

18.1.2. Veuillez préciser à quelle étape du projet le Transporteur est rendu.

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 18.1.1.**

18.1.3. Veuillez fournir une description sommaire de la solution envisagée.

Réponse :

- 1 **La solution envisagée consiste à installer :**
- 2 • **deux câbles sous-marins, d'une capacité de 80 MW, d'environ 225 km à**
- 3 **courant continu reliant les réseaux à courant alternatif du Transporteur et**
- 4 **des Îles-de-la-Madeleine ;**
- 5 • **des convertisseurs aux deux extrémités, pour convertir le courant alternatif**
- 6 **en courant continu au poste de Percé, et convertir le courant continu en**
- 7 **courant alternatif au poste de Cap-aux-Meules.**

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.

Réponse :

- 8 **Le montant de 787,3 M\$ se répartit en :**
- 9 • **781,4 M\$ prévus pour le projet d'interconnexion Appalaches-Maine ;**
- 10 • **5,9 M\$ prévus pour la réalisation de la phase avant-projet du projet**
- 11 **d'interconnexion Hertel-New-York, le processus d'appel de propositions**
- 12 **lié à cette interconnexion demeurant en cours au moment de la**
- 13 **préparation de la présente demande.**

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);

Réponse :

1 Les investissements projetés sur un horizon de 10 ans sont présentés à titre
 2 indicatif. Ainsi, la prévision des investissements à plus long terme peut varier
 3 en fonction de divers facteurs¹⁵.

4 La ventilation demandée, par catégorie d'investissement, des coûts résiduels
 5 pour les autres projets déjà autorisés est présentée au tableau suivant :

Tableau R18.3.1
Ventilation par catégorie d'investissement des coûts résiduels
pour les autres projets déjà autorisés (M\$)

Catégories d'investissement	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1. Investissements ne générant pas de revenus additionnels											
1.1 Maintien des actifs	28,4	13,0	2,7	1,5	9,0	5,5	5,8		1,1	1,3	1,0
1.2 Maintien et amélioration de la qualité	2,7	0,2	0,1								
1.3 Respect des exigences	0,3	0,0									
2. Investissements générant des revenus additionnels											
2.1 Intégration de production et Interconnexions	0,1	0,5	3,8								
2.2 Croissance charge locale	31,2	3,7	0,1	-	0,1	0,2					
<i>Incluant contributions et coûts d'exploitation et d'entretien</i>	0,6										

6 Dans ce tableau 18.3.1, les flux des investissements en maintien des actifs
 7 excluent ceux associés aux projets dont la réévaluation des coûts et de
 8 l'échéancier, ainsi que l'obtention des autorisations internes requises,
 9 restent en cours. Toutefois, ils étaient inclus à la ligne 32 de la référence (i).

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

Réponse :

10 La ventilation demandée, par catégorie d'investissement, des autres projets
 11 dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2022 est présentée au tableau suivant :

¹⁵ Voir notamment [B-0021](#), HQT-6, Document 1, pp. 15-16.

Tableau R18.3.2
Ventilation par catégorie d'investissement
des autres projets dont le dépôt à la Régie est ultérieur à 2022 (M\$)

<i>Catégories d'investissement</i>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1. Investissements ne générant pas de revenus additionnels											
1.1 Maintien des actifs	(44,9)	(9,0)	30,6	92,9	114,4	174,0	165,6	150,8	134,8	140,3	1 028,7
1.2 Maintien et amélioration de la qualité	(41,6)	(12,1)	(45,5)	4,6	35,8	62,3	62,4	65,0	65,0	65,0	65,0
1.3 Respect des exigences	(0,3)	(0,1)									
2. Investissements générant des revenus additionnels											
2.1 Intégration de production et Interconnexions <i>Incluant contributions et coûts d'exploitation et d'entretien</i>	(55,2)	(30,1) (3,6)	50,8	15,8	106,0	46,2	59,7	113,4			
2.2 Croissance charge locale <i>Incluant contributions et coûts d'exploitation et d'entretien</i>	(74,0)	(42,9)	(58,7)	(324,7) (152,7)	(38,0) (0,9)	673,9	489,1	475,7	267,9	269,0	271,8

1 **Le Transporteur signale que, dans ce tableau R18.3.2, les montants négatifs en**
 2 **Croissance de la charge locale permettent au Transporteur d'ajuster ses**
 3 **prévisions en tenant notamment compte de la disponibilité de ses ressources et**
 4 **de leur utilisation optimale.**

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

Réponse :

5 **La ventilation demandée, par catégorie d'investissement, des investissements**
 6 **de moins de 65 M\$ est présentée au tableau suivant :**

Tableau R18.3.3
Ventilation par catégorie d'investissement
des investissements de moins de 65 M\$ (M\$)

<i>Catégories d'investissement</i>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1. Investissements ne générant pas de revenus additionnels											
1.1 Maintien des actifs	796,3	790,4	745,5	711,7	733,3	850,3	846,2	913,1	1 007,3	996,1	1 028,7
1.2 Maintien et amélioration de la qualité	96,0	75,0	71,9	72,0	72,0	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5
1.3 Respect des exigences <i>Incluant contributions et coûts d'exploitation et d'entretien</i>	53,3	54,6	49,9 (1,1)	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0
2. Investissements générant des revenus additionnels											
2.1 Intégration de production et Interconnexions <i>Incluant contributions et coûts d'exploitation et d'entretien</i>	5,7 1,2		8,2	16,8						1,9	1,9
2.2 Croissance charge locale <i>Incluant contributions et coûts d'exploitation et d'entretien</i>	77,6	100,1 (1,9)	94,0 (37,3)	108,9 (4,8)	113,9	119,9	126,0	129,0	133,0	134,9	136,9

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.

Réponse :

1 Les investissements projetés sur un horizon de 10 ans sont présentés à titre
2 indicatif. Ainsi, la prévision des investissements à plus long terme, dont le projet
3 SPSR prévu pour 2026 fait partie, peut varier en fonction de divers facteurs¹⁶.

4 L'objectif du projet SPSR est de remplacer les composantes en fin de vie utile
5 de cet automatisme de réseau. Le Transporteur mentionne qu'il a été installé à
6 la fin des années 1980 et modifié à la fin des années 1990 pour tenir compte de
7 l'ajout de la compensation série sur le réseau à 735 kV.

8 SPSR est classifié comme automatisme de réseau¹⁷ de type II par le NPCC et par
9 la NERC, dont le fonctionnement est attendu lors d'événements exceptionnels
10 pouvant engendrer une panne de réseau.

11 Le rôle de l'automatisme de réseau SPSR est de protéger les équipements
12 d'appareillage électrique du réseau de transport, en limitant les surtensions
13 dues à la séparation de réseau. SPSR supervise les corridors de la Baie James
14 Ouest, de la Baie James Est et de la Côte-Nord. L'automatisme peut détecter et
15 agir localement dans chaque poste et à distance dans le corridor associé.

16 Les fonctions principales de cet automatisme de réseau dans les postes
17 à 735 kV sont la détection de perte de corridor, la détection de surtension et la
18 détection de perte de synchronisme (par les fonctions de surfréquence et
19 d'oscillations de puissance). Son action est le démantèlement ordonné du
20 réseau à 735 kV afin d'éviter des dommages aux équipements d'appareillage
21 électrique du réseau de transport et ainsi permettre une remise en charge
22 rapide. À cet égard, SPSR effectue l'enclenchement des parafoudres à 484 kV
23 des lignes et le déclenchement rapide des lignes en surtension.

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.

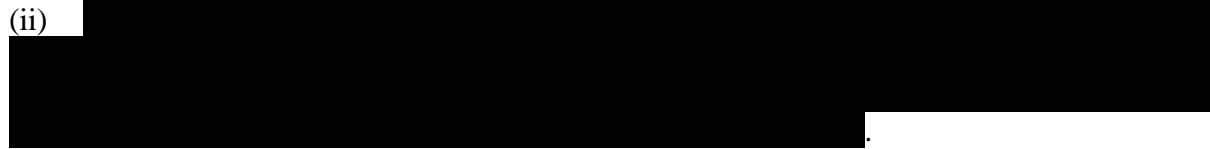
Préambule :

- (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 :

¹⁶ Voir notamment [B-0021](#), HQT-6, Document 1, pp. 15-16.

¹⁷ *Remedial Action Scheme* ; voir également la norme de fiabilité PRC-012-2 adoptée par la Régie (D-2020-131).

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 :

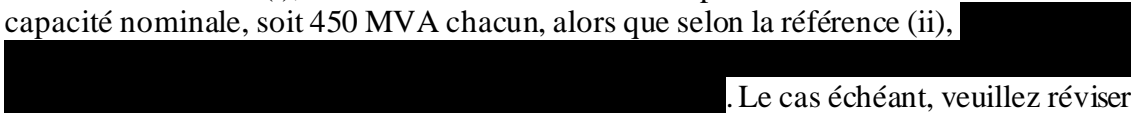
19.1 Veuillez expliquer les valeurs des capacités de transformation hiver et été ainsi que la valeur de la capacité ferme d’été pour le poste Grand-Brûlé du tableau de la référence (i). Le cas échéant, veuillez réviser la pièce en référence (i).

Réponse :

1 **Le Transporteur mentionne qu’une erreur s’est glissée lors de la mise à jour des**
 2 **données du tableau 1 concernant le poste du Grand-Brûlé, qui aurait dû se lire**
 3 **comme ci-dessous. Le Transporteur déposera sous peu la pièce HQT-6,**
 4 **Document 1.1 révisée en conséquence¹⁸.**

**Tableau R19.1
Poste du Grand-Brûlé**

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	1890	1350	773	1260	759	292	900	288

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).

¹⁸ Le Transporteur y ajuste également l’introduction, lignes 1-3, retenant une formulation générale applicable à l’ensemble des tableaux de cette pièce.

Réponse :

1 Le Transporteur mentionne qu'une erreur de modélisation a causé un
 2 comportement inadéquat du transit [REDACTED]
 3 [REDACTED]. Le Transporteur déposera sous peu, sous pli confidentiel,
 4 la pièce HQT-6, Document 1.2 révisée en ce qui a trait aux schémas de
 5 l'écoulement de puissance.
 6

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).

Réponse :

- 1 **Le Transporteur mentionne qu'une erreur s'est glissée lors de la mise à jour des**
- 2 **données du tableau 1 concernant le poste de la Manicouagan, qui aurait dû**
- 3 **se lire comme ci-dessous. Ces données seront reflétées à la pièce HQT-6,**
- 4 **Document 1.1 révisée, que le Transporteur déposera sous peu.**

**Tableau R20.1
Poste de la Manicouagan**

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

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.

Réponse :

1 **Le Transporteur mentionne que des erreurs se sont glissées lors de la mise à**
 2 **jour du tableau 2 concernant les postes de la Chaudière 230/120 kV et de**
 3 **Rivière-du-Loup 315/230 kV. Les données auraient dû se lire comme ci-dessous.**
 4 **Ces données seront reflétées à la pièce HQT-6, Document 1.1 révisée, que le**
 5 **Transporteur déposera sous peu. Pour le poste Hauterive 161/69 kV, les deux**
 6 **transformateurs de 60 MVA ne peuvent être en charge simultanément, d'où les**
 7 **valeurs présentées dans le tableau.**

Tableau R21.1
Postes de la Chaudière et de Rivière-du-Loup

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							
	Nombre et capacité nominale (30 °C) des transformateurs	Hiver	Été							
Chaudière 230/120	1 de 400	568	400	100	0	0	37	0	0	Relève par le poste de Beauceville.
Rivière-du-Loup 315/230	2 de 560	1590	1120	117	795	84	98	560	46	

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.

Réponse :

1 **Le Transporteur précise que les Tarifs et conditions ne devront pas être**
2 **modifiés.**

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

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 22.1.**

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 suite de la décision D-2018-021, par. 650, cette convention est prévue, au cours des années 2021 et 2022, du 1^{er} janvier au 31 décembre. Ainsi, l'application de portions 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
Tranex (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	3 766 867	4 821 811	6 245 115	5 730 270	4 030 848
Ventes (M\$)					
Charge locale ⁴	2 743,6	2 860,1	2 399,5	3 009,9	3 621,9
Réseau intégré	0	0	0	0	0
Point à point à long terme ⁴	338,4	367,2	365,5	366,6	363,9
Point à point à court terme	31,9	43,1	56,9	52,5	36,5
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 heures facturés au cours de l'année, avec pertes de transport.
⁴ Montant des ventes excluant les montants relatifs au travail.

»

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.

Réponse :

- 1 **Le Transporteur comprend que l'information demandée vise uniquement**
- 2 **les conventions de service de transport de point à point à long terme. Et ce,**
- 3 **puisque la convention parapluie pour le service de transport à court terme,**
- 4 **telle que présentée à l'appendice B des *Tarifs et conditions*, n'engage pas le**
- 5 **client sur une durée, une quantité de MW ou sur le point de livraison. Le tableau**
- 6 **suivant présente les informations demandées.**

Tableau R23.1
Informations relatives aux conventions de service de transport à long terme

Client	Durée convention (année)	Point de livraison	Capacité réservée en MW selon la convention (excluant pertes de transport)	Prévision des besoins en MW annualisés (incluant pertes de transport)	
				2021	2022
Le Producteur	35	MASS	1 200	1 264	1 264
Le Producteur	35	NE	1 200	1 264	1 264
Le Producteur	50	ON	1 250	1 316	1 316
Le Producteur	5	CORN	45	47	47
Le Producteur	8	HIGH	225	237	237
Le Producteur	1	DEN*	40	7	35
Total			3 960	4 135	4 163
BRTM	5	NE	100	105	105
BRTM	5	NE	100	105	105
BRTM	5	NE	41	43	43
BRTM	5	NE	16	17	17
Total			257	270	270
NEMC	10	MASS	100	105	105
NEMC	10	MASS	50	53	53
NEMC	10	MASS	50	53	53
NEMC	10	MASS	50	53	53
Total			250	264	264

* La convention du Producteur au point de livraison DEN, d'une durée d'un an, est effective de novembre 2021 à octobre 2022. Par conséquent, la prévision des besoins en MW a été établie au prorata du nombre de mois où la convention est effective pour chacune des années 2021 et 2022. Ainsi, la prévision des besoins de transport est de 7 MW (soit 40 MW x 1,053 x 2/12) pour l'année 2021 et 35 MW (soit 40 MW x 1,053 x 10/12) pour l'année 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)).

Réponse :

- 1 **Le Transporteur indique que les réservations pour le service de transport à long**
- 2 **terme de la référence (ii) sont incluses dans les réservations à long terme des**
- 3 **clients détenant actuellement au moins une convention de service en vigueur à**
- 4 **la référence (i). Ces clients sont inclus dans la liste totale des 28 clients des**
- 5 **services de transport de point à point.**

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.

Réponse :

- 1 **Le Transport compte au total 28 clients du service de transport de point à point**
- 2 **détenant au moins une convention de service. En 2020, parmi les clients**
- 3 **« actifs », on en dénombre trois ayant eu recours au service de transport à long**
- 4 **terme et 10 au service de transport à court terme. Les clients ayant eu recours**
- 5 **au service de transport à long terme ont également eu recours au service de**
- 6 **transport à court terme. Les autres clients, bien que détenant une convention**
- 7 **de service, ont été « inactifs » au cours de 2020.**

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	Prévision															Total		
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2021	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	6 879
Montant maximal d'allocation de HQT en MS - 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 MS - 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 MS - Ressources (Note 1) (D)	26	16	62	122	22	214	211	195	151	94	110	39	112	483	4	11	0	1 876
Écart annuel sans les CEE en MS (Note 2) (E) = (B) - (C + D)	315	(17)	(6)	(9)	61	(210)	(185)	(181)	(259)	(282)	(72)	32	(146)	(474)	168	20	146	(1 156)
Contributions déjà versées pour le volet Charges avant CEE en MS								(106)	(186)						(25)			(231)
Écart Pluriannuel sans les CEE en MS - Somme des (E)	315	298	292	283	344	134	(51)	(232)	(353)	(477)	(548)	(517)	(629)	(1 102)	(934)	(874)	(827)	
CEE sur les écarts annuels (15% jusqu'en 2015, puis 19% en MS)							(8)	(27)	(23)	(14)	(14)	6	(21)	(90)	21	4	28	
CEE sur l'écart Pluriannuel en MS							(8)	(35)	(97)	(72)	(85)	(79)	(100)	(190)	(170)	(166)	(138)	
Écart Pluriannuel incluant les CEE en MS							(58)	(267)	(440)	(548)	(633)	(596)	(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.*

- 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.*
- 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.

Réponse :

1 **Le Transporteur présente les données réelles pour les années 2006 à 2020,**
2 **comme demandé par la Régie à la ligne 100 de la référence (iv). Les prévisions**
3 **sont intégrées en lien avec la présente demande tarifaire, dans laquelle**
4 **l'évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2022,**
5 **selon l'agrégation charges-ressources annuelle, est présentée à la pièce**
6 **B-0025, HQT-7, Document 1, tableau 12.**

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)).

Réponse :

7 **Les paiements reçus du Distributeur pour le 1^{er} appel d'offres éolien et**
8 **Rivière- Nouvelle ont été exigés en vertu des dispositions existantes en vigueur**
9 **en 2013 et 2017, dans l'attente que la Régie se prononce sur de nouvelles**
10 **modalités. Le détail du calcul de chacun des paiements reçus se retrouve aux**
11 **tableaux R24.4A et R24.4B.**

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.

Réponse :

12 **Le Transporteur présente une conciliation de la référence (ii) et le tableau**
13 **compilé de la référence (v) au tableau suivant. Les écarts résultant de celle-ci**
14 **s'expliquent principalement par le retrait des coûts liés au projet de mise à**
15 **niveau du réseau régional Matapédia dans le cadre de l'intégration des**
16 **éoliennes, pour lequel la décision finale D-2005-142 n'a pas été rendue sous**
17 **réserve, et l'ajout de coûts liés à une correction de classification au projet**
18 **d'éolien de gré à gré dont la décision est D-2015-119.**

Tableau R24.3A
Conciliation entre les différents rapports annuels et le sommaire des coûts
en ressources des appels offres éoliens

Projets	Références	MISES EN SERVICE RÉELLES (M\$)						Cumulatif Éolien 2006-2022 réf. (ii)	Écarts note 1 note 2	Cumulatif Éolien 2006-2022 révisé
		Rapport annuel	MES autres que croissance	MES subséquentes	CEE	Contribution	TOTAL			
1 ^{er} AO éolien, D-2007-141	RA HQT 2012, p.12	452		1	-19	-27	407	407		407
Mise à niveau du réseau régional Matapédia dans le cadre de l'intégration des éoliennes										
D-2005-142	RA HQT 2012, p.7						23	-23		
Télécommunication							7	-7		
Total		452		1	-19	-27	407	437	-30⁽¹⁾	407
2e AO éolien 2005-03, D-2010-165, D-2011-166	RA HQT 2018, p.8	703	-15	1	-45		644	642	2 ⁽¹⁾	644
3e AO éolien 2009-02, D-2014-045	RA HQT 2020, p.14	206	-3	11	-8		206	596		596
Projet à 735 kV Chamouchouane-Boût de l'île D-2015-03-23		390					390			
Total		597	-3	11	-8		596	596		596
4e AO éolien 2013-01, D-2017-025	RA HQT 2020, p.15	145			-16		129	129		129
Gré à gré D-2015-119	RA HQT 2017, p.66	97	-1	2	-6	5	93	71	22 ⁽²⁾	93
TOTAL		1 994	-19	15	-94	-22	1 869	1 875	-6	1 869

Note 1 : Les coûts liés aux projets de raccordement de parcs éoliens qui ont fait l'objet d'une décision sous réserve doivent être recouverts dans l'agrégation charges et ressources (30) M\$ et autre 2 M\$.

Note 2 : Les coûts liés aux projets de raccordement du projet éolien de gré à gré qui a fait l'objet d'une décision sous réserve doivent être recouverts dans l'agrégation charges et ressources (22) M\$ ont été reclassés.

Tableau R24.3B
Réf. (ii) révisée

Cumulatif 2006-2022

RESSOURCES	Coûts réels et prévisionnels	Contributions	Solde
	en M\$	en M\$	en M\$
1er AO éolien, D-2007-141	433	(27)	407
2e AO éolien 2005-03, D-2010-165, D-2011-166 (phase 2)	644		644
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	98	(5)	93
TOTAL	1 902	(32)	1 869

Tableau R24.3C
Réf. (i) révisée

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	6 579
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)	10	14	56	118	23	214	211	198	151	94	110	59	111	485	4	11	-	1 869
Écart annuel sans les CEE en M\$ (Note 2)	(E)=(B)-(C+D)	331	(12)	(0)	(5)	61	(210)	(185)	(184)	(259)	(282)	(72)	11	(146)	(476)	108	20	146	(1 152)
Contributions déjà versées pour le volet Charges avant CEE en M\$										(108)	(188)			(35)					(331)
Écart Pluriannuel sans les CEE en M\$	Somme des (E)	331	319	319	314	375	165	(20)	(204)	(355)	(449)	(521)	(509)	(621)	(1 097)	(988)	(968)	(822)	
CEE sur les écarts annuels (15% jusqu'en 2015, puis 19%) en M\$								(3)	(28)	(23)	(14)	(14)	2	(21)	(90)	21	4	28	
CEE sur l'écart Pluriannuel en M\$								(3)	(31)	(53)	(67)	(81)	(79)	(100)	(190)	(170)	(166)	(138)	
Écart Pluriannuel incluant les CEE en M\$								(23)	(235)	(409)	(516)	(602)	(588)	(720)	(1 287)	(1 158)	(1 134)	(960)	

Note 1 : Les investissements du Transporteur sont avant déduction des excédents prévus être versés par le Distributeur, sauf pour le 1er 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)

24.4 Veuillez détailler le calcul de chaque contribution identifiée à la référence (ii).

Réponse :

- 1 **Les deux tableaux suivants détaillent le calcul de chacune des contributions**
- 2 **reçues en fonction des règles applicables à ce moment qui consistaient à inclure**
- 3 **tous les coûts liés au projet de Mise à niveau du réseau régional Matapédia dans**
- 4 **le cadre de l'intégration des éoliennes D-2005-142¹⁹, de même que les coûts du**
- 5 **raccordement et de l'intégration des parcs éoliens du 1^{er} appel d'offres**
- 6 **D-2007-141²⁰ et des coûts de télécommunication.**

Tableau R24.4A
1^{er} A/O éolien - Détail du calcul de la contribution du Distributeur (M\$)

Parcs éoliens	212
Travaux communs	273
Total des coûts	485
Allocation maximale	
MW	\$/kW
817,5	560
Excédent assumé par HQD	27

¹⁹ [D-2005-142](#), pp. 10-11.

²⁰ [D-2007-141](#), p. 31.

Tableau R24.4B
Gré à gré (Décret 2014-02) - Détail du calcul de la contribution du Distributeur (M\$)

Parc éolien	95
Allocation maximale	
MW	\$/kW
149,25	604
Excédent assumé par HQD	5

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.

1 **La contribution requise du Distributeur attribuable aux projets en ressources**
 2 **pour lesquels la Régie avait réservé ses décisions s'élève à 1 869 M\$,**
 3 **comme présentée au tableau R24.3C ligne (D).**

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).

Réponse :

4 **Selon les modalités applicables au moment de fermer les 2^e et 3^e A/O éolien,**
 5 **aucune contribution n'était exigible. L'allocation maximale permise pour chacun**
 6 **d'eux couvrait les coûts de raccordement de chacun des appels d'offres.**

7 **Les travaux communs liés au 4^e A/O éolien n'étaient pas terminés lorsque la**
 8 **décision D-2020-146 a été rendue. Ceux-ci seront traités selon les nouvelles**
 9 **dispositions requises par cette décision, soit dans l'agrégation annuelle**
 10 **charges-ressources lors de leur mise en service.**

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.

Réponse :

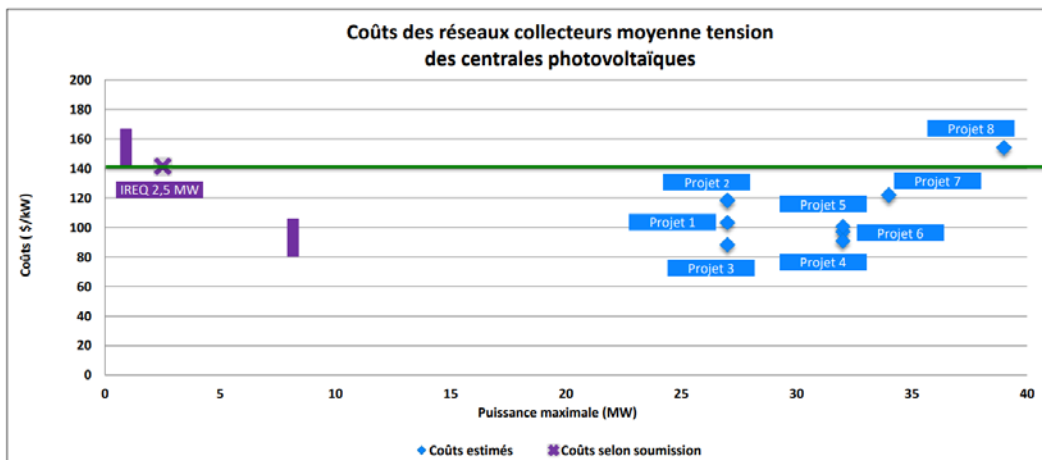
- 1 **Le Transporteur entend présenter la contribution relative à l'agrégation**
 2 **charges-ressources annuelle, la liste des projets et leur mise en service,**
 3 **comme au tableau 12 de la pièce B-0025, HQT-7, Document 1.**

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).

Réponse :

1 **À la suite du dépôt de la présente demande tarifaire, des ajustements ont été**
 2 **apportés aux montants mentionnés à la référence (i) en y incluant la répartition**
 3 **des coûts des réseaux collecteurs selon les catégories « Achats et**
 4 **approvisionnements », « Construction et installations », « Ingénierie et autres**
 5 **frais de gestion », comme illustré au tableau suivant.**

Tableau R25.1
Coûts des réseaux collecteurs des projets 217R et 218R

Catégories de coûts	Projet 217R (1,5 MW)		Projet 218R (8 MW)	
	Coûts (k\$)	%	Coûts (k\$)	%
Achats et approvisionnement	171 475 \$	54%	561 807 \$	66%
Construction, installation	66 767 \$	19%	89 809 \$	11%
Ingénierie et autres frais de gestion	78 380 \$	25%	194 990 \$	23%
Total	316 622 \$	100%	846 607 \$	100%
Coût en \$/kW	211 \$		106 \$	

6 **Il appert que l'estimation fournie à la référence (i) n'incluait pas les coûts**
 7 **d'ingénierie et les autres frais de gestion, d'où l'écart observé par la Régie par**
 8 **rapport à la référence (ii).**

9 **Ainsi, et hormis les coûts d'ingénierie et autres frais de gestion indiqués au**
 10 **tableau R25.1, les coûts associés aux réseaux collecteurs des projets 217R et**
 11 **218R concordent avec l'estimation fournie à la référence (i).**

12 **Quant au ratio entre le coût en \$/kW des projets 217R et 218R, le premier étant**
 13 **200 % plus élevé que le second selon le tableau précédent, il reflète le poids plus**
 14 **important des coûts fixes dans les plus petits projets. Ceci, comme expliqué à**
 15 **la Régie dans le dossier R-4096-2019 et notamment en réponse à la question 1.2**
 16 **de la demande de renseignements de la Régie dans ce même dossier²¹.**

²¹ Voir la réponse à la [question 1.2](#) de la DDR numéro 5 de la Régie dans le dossier R-4096-2019.

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.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 25.1.**

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

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 : Préviation d'Hydro-Québec de l'IPC et préviation 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 départ (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).

Réponse :

1 **Le Transporteur rappelle que l'indexation de la contribution maximale pour les**
 2 **postes de départ de moins de 250 MW est établie conformément à la méthode**
 3 **retenue par la Régie dans la décision D-2008-036. Ainsi, selon cette méthode**
 4 **et en référence au tableau 7 de la pièce B-0028, HQT-9, Document 2,**
 5 **la contribution maximale pour les postes de départ de 120 kV et plus**
 6 **n'appartenant pas à Hydro-Québec est de 209 \$/kW en 2022. Selon l'indexation**

1 proposée par le Transporteur pour les réseaux collecteurs dans le présent
2 dossier, la contribution maximale serait de 156 \$/kW²².

3 De 2009 à 2020, l'indexation annuelle moyenne de la contribution maximale des
4 postes de départ de moins de 250 MW a été de 3,7 % alors que la moyenne
5 annuelle de l'indice du coût des postes de départs (« ICPD ») réel durant la
6 même période était de 1,4 %.

7 La différence s'explique notamment par le fait que la contribution maximale est
8 mise à jour à partir de données projetées pour l'IPC. Lorsque l'IPC réel diffère
9 de l'IPC projeté, il en résulte un écart entre la contribution calculée au moment
10 de la demande tarifaire et l'ICPD réel observé une fois que l'IPC réel est connu.
11 La contribution maximale n'est toutefois pas corrigée de façon rétroactive de
12 telle sorte que la mise à jour de la contribution, l'année suivante, se fait à partir
13 du montant déjà approuvé et en vigueur.

14 Il en ressort que depuis 2009, les écarts entre les valeurs prévisionnels et réels
15 de l'IPC ont créé un effet cumulatif qui explique l'écart positif observé entre la
16 méthode approuvée par la Régie pour calculer l'indexation de la contribution
17 applicable aux postes de départ et celle contenue dans la proposition du
18 Transporteur pour les réseaux collecteurs.

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

Réponse :

19 **Voir la réponse à la question 26.1.**

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.

Réponse :

20 **Comme indiqué à la note 16 de sa preuve²³, le Transporteur a utilisé la même**
21 **année de référence que celle utilisée par la Régie dans le dossier R-3669-2008,**
22 **décision D-2009-015, pour établir la valeur de la contribution à 161 \$/kW,**
23 **en excluant les coûts d'exploitation et d'entretien, soit en dollars de 2009.**
24 **C'est cette valeur de la contribution qui est toujours en vigueur. Voir aussi la**
25 **réponse à la question 26.2.1.**

²² Soit : $128 \$ \times \text{ICPD}_{2022} / \text{ICPD}_{2010}$, ou $128 \$ \times 171,5 / 140,6 = 156 \$/\text{kW}$.

²³ [B-0028](#), HQT-9, Document 2, p. 15.

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.

Réponse :

1 **Le Transporteur est d'avis que l'indexation du coût des réseaux collecteur à**
2 **partir des derniers réseaux collecteurs autorisés dans le cadre de l'A/O 2013-01**
3 **n'est pas appropriée.**

4 **Le Transporteur rappelle que ses conclusions relatives aux composantes du**
5 **réseau collecteur lui permettant d'affirmer que l'hypothèse selon laquelle une**
6 **augmentation de la capacité unitaire des éoliennes avait un impact stable sinon**
7 **décroissant sur le coûts du réseau collecteur n'était pas avérée, sont fondées**
8 **sur l'analyse des schémas unifilaires et données techniques de 31 parcs**
9 **éoliens, avec des capacités unitaires des éoliennes variant de 1,5 à 6 MW, et ce,**
10 **indépendamment de leur année de réalisation²⁴. Le Transporteur est ainsi d'avis**
11 **que les données analysées pour les trois parcs éoliens des deux fournisseurs**
12 **issus de l'A/O 2013-01, n'ont pas de valeur prépondérante dans cet échantillon,**
13 **quant aux conclusions de son analyse, et que leur année de réalisation ne**
14 **saurait refléter un point de départ pertinent aux fins de l'indexation demandée.**
15 **La valeur initiale de la contribution a été fixée par la Régie en 2009 et elle n'a pas**
16 **augmentée depuis, alors qu'on ne peut nier qu'il en a été autrement pour le coût**
17 **des composantes du réseau collecteur depuis cette date.**

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.

Réponse :

18 **Les coûts dont dispose le Transporteur sont ceux associés aux**
19 **remboursements des réseaux collecteurs.**

20 **Le Transporteur fournit les coûts remboursés aux trois parcs éoliens en respect**
21 **des conditions de l'A/O 2013-01 et selon l'année de mise en service. Il ajoute**
22 **ensuite la contribution maximale calculée selon l'ICPD pour déterminer le**
23 **remboursement qui aurait été applicable, le cas échéant.**

24 **Le tableau suivant présente ainsi les résultats en appliquant la règle,**
25 **telle qu'établie dans les contrats d'approvisionnement électrique (CAE)**
26 **du Distributeur, du moindre du coût estimé du réseau collecteur indexé**

²⁴ [B-0028](#), HQT-9, Document 2, pp. 10 et 14

1 selon l'IPC à l'année de la mise en service (RC_{max} du CAE comme indiqué à la
 2 colonne A) ou de la contribution maximale en vigueur au moment du lancement
 3 de l'appel d'offres du Distributeur (colonne B) pour déterminer le
 4 remboursement (colonne C). Le Transporteur ajoute la contribution maximale
 5 calculée à l'année de la mise en service selon l'ICPD (colonne D) et détermine
 6 ainsi le montant qui aurait été payable au producteur en respect de la règle
 7 susmentionnée (colonne E) ²⁵.

Tableau R26.2.1.1
 Coûts en \$/kW des réseaux collecteurs de l'A/O 2013-01

Parc éolien	Mise en service	A RC_{max} selon CAE (\$/kW)	B Contrib. max en vigueur \$/kW	C Montant remboursé (moins de A ou B)	D Contrib. selon ICPD \$/kW	E Montant remboursé (moins de A ou D)
Nicolas Riou	2017	155 \$	161 \$	155 \$	184 \$	155 \$
Ste-Marguerite	2017	165 \$	161 \$	161 \$	184 \$	165 \$
Roncevaux	2016	152 \$	161 \$	152 \$	181 \$	152 \$

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.

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 26.2.1.1.**

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.

Réponse :

9 **Dans sa preuve, le Transporteur annonce son intention d'utiliser les résultats**
 10 **plus détaillés des estimations produites par les soumissionnaires dans le cadre**
 11 **de l'appel d'offres du Distributeur à venir aux fins de raffiner son analyse et**
 12 **proposer à la Régie une mise à jour de la contribution pour les réseaux**
 13 **collecteurs éoliens.²⁶ À cet égard, le Transporteur confirme qu'il utilisera les**
 14 **résultats des deux appels d'offres annoncés par le Distributeur dont le**

²⁵ Aux fins de la comparaison, le Transporteur exclut les coûts d'exploitation et d'entretien applicables qui sont passés de 15 % au moment de la signature des CAE à 19 % maintenant.

²⁶ [B-0028](#), HQT-9, Document 2, pp. 10 et 14

1 lancement est prévu avant la fin de 2021. Dans la mesure où ces résultats ne
 2 seront disponibles qu'à partir de l'ouverture des plis, le Transporteur soumet à
 3 la Régie que les conclusions de son analyse ne pourront pas faire l'objet d'une
 4 proposition applicable à ces appels d'offres. Ceci, en tout respect des pratiques
 5 commerciales établies eu égard aux mécanismes des appels d'offres en général.
 6 Cela dit, le Transporteur entend néanmoins procéder de façon diligente pour
 7 produire une étude détaillée des coûts et proposer à la Régie une nouvelle
 8 méthode pour évaluer la valeur de contribution maximale pour les réseaux
 9 collecteurs dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire qui, le cas échéant,
 10 serait applicable à de futurs appels d'offres ou demandes de raccordement point
 11 à point, suivant la décision de la Régie.

- 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

Demands :

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.

Réponse :

1 **Le Transporteur ne dispose pas d'autres informations pour la répartition des**
 2 **catégories des coûts des réseaux collecteurs que celles associées aux postes**
 3 **de départ. L'analyse du Transporteur ne visait pas à concilier les catégories des**
 4 **coûts avec les valeurs indiquées à la référence (ii). En attendant que cette**
 5 **conciliation puisse être établie à la lumière des nouvelles informations qui**
 6 **seront obtenues des soumissionnaires, le Transporteur s'en est remis à la**
 7 **même méthode que celle utilisée par la Régie dans le dossier R-3669-2008 pour**
 8 **établir la valeur de la contribution de 161 \$/kW en dollars de 2009, soit la mise à**
 9 **jour des coûts estimés des premier et deuxième appel d'offres du Distributeur**
 10 **selon l'indice des coûts des postes de départ (ICPD)²⁷.**

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.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 27.1.**

²⁷ [D-2009-015](#), p.104.

Annexe 1
Réponse à la question 5.1

FINANCIAL ACCOUNTING SERIES



ACCOUNTING STANDARDS UPDATE

No. 2018-15
August 2018

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

a consensus of the FASB Emerging Issues Task Force

An Amendment of the *FASB Accounting Standards Codification*®

Financial Accounting Standards Board

The *FASB Accounting Standards Codification*[®] is the source of authoritative generally accepted accounting principles (GAAP) recognized by the FASB to be applied by nongovernmental entities. An Accounting Standards Update is not authoritative; rather, it is a document that communicates how the Accounting Standards Codification is being amended. It also provides other information to help a user of GAAP understand how and why GAAP is changing and when the changes will be effective.

For additional copies of this Accounting Standards Update and information on applicable prices and discount rates contact:

Order Department
Financial Accounting Standards Board
401 Merritt 7
PO Box 5116
Norwalk, CT 06856-5116

Please ask for our Product Code No. ASU2018-15.

FINANCIAL ACCOUNTING SERIES (ISSN 0885-9051) is published monthly with the exception of May, November, and December by the Financial Accounting Foundation, 401 Merritt 7, PO Box 5116, Norwalk, CT 06856-5116. Periodicals postage paid at Norwalk, CT and at additional mailing offices. The full subscription rate is \$255 per year. POSTMASTER: Send address changes to Financial Accounting Series, 401 Merritt 7, PO Box 5116, Norwalk, CT 06856-5116. | **No. 474**

Copyright © 2018 by Financial Accounting Foundation. All rights reserved. Content copyrighted by Financial Accounting Foundation may not be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted, in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, recording, or otherwise, without the prior written permission of the Financial Accounting Foundation. Financial Accounting Foundation claims no copyright in any portion hereof that constitutes a work of the United States Government.



Accounting Standards Update

No. 2018-15
August 2018

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

An Amendment of the *FASB Accounting Standards Codification*[®]

Financial Accounting Standards Board

Accounting Standards Update 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

August 2018

CONTENTS

	Page Numbers
Summary	1–3
Amendments to the <i>FASB Accounting Standards Codification</i> ®	5–19
Background Information and Basis for Conclusions	20–27
Amendments to the XBRL Taxonomy	28

Summary

Why Is the FASB Issuing This Accounting Standards Update (Update)?

In April 2015, the FASB issued Accounting Standards Update No. 2015-05, *Intangibles—Goodwill and Other—Internal-Use Software (Subtopic 350-40): Customer’s Accounting for Fees Paid in a Cloud Computing Arrangement*, to help entities evaluate the accounting for fees paid by a customer in a cloud computing arrangement (hosting arrangement) by providing guidance for determining when the arrangement includes a software license.

If a cloud computing arrangement includes a license to internal-use software, then the software license is accounted for by the customer in accordance with Subtopic 350-40. This generally means that an intangible asset is recognized for the software license and, to the extent that the payments attributable to the software license are made over time, a liability also is recognized. If a cloud computing arrangement does not include a software license, the entity should account for the arrangement as a service contract. This generally means that the fees associated with the hosting element (service) of the arrangement are expensed as incurred.

During the comment period and after the issuance of Update 2015-05, several stakeholders requested that the Board provide additional guidance on the accounting for costs of implementation activities performed in a cloud computing arrangement that is a service contract. Because the guidance in the *FASB Accounting Standards Codification*[®] is not explicit in that area, the Board decided to issue this Update to address the resulting diversity in practice.

Who Is Affected by the Amendments in This Update?

The amendments in this Update on the accounting for implementation, setup, and other upfront costs (collectively referred to as implementation costs) apply to entities that are a customer in a hosting arrangement, as defined in the Master Glossary and as further amended by this Update, that is a service contract.

What Are the Main Provisions?

The amendments in this Update align the requirements for capitalizing implementation costs incurred in a hosting arrangement that is a service contract with the requirements for capitalizing implementation costs incurred to develop or obtain internal-use software (and hosting arrangements that include an internal-use software license). The accounting for the service element of a hosting

arrangement that is a service contract is not affected by the amendments in this Update.

Accordingly, the amendments in this Update require an entity (customer) in a hosting arrangement that is a service contract to follow the guidance in Subtopic 350-40 to determine which implementation costs to capitalize as an asset related to the service contract and which costs to expense. Costs to develop or obtain internal-use software that cannot be capitalized under Subtopic 350-40, such as training costs and certain data conversion costs, also cannot be capitalized for a hosting arrangement that is a service contract. Therefore, an entity (customer) in a hosting arrangement that is a service contract determines which project stage (that is, preliminary project stage, application development stage, or postimplementation stage) an implementation activity relates to. Costs for implementation activities in the application development stage are capitalized depending on the nature of the costs, while costs incurred during the preliminary project and postimplementation stages are expensed as the activities are performed.

The amendments in this Update also require the entity (customer) to expense the capitalized implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract over the term of the hosting arrangement. The term of the hosting arrangement includes the noncancellable period of the arrangement plus periods covered by (1) an option to extend the arrangement if the customer is reasonably certain to exercise that option, (2) an option to terminate the arrangement if the customer is reasonably certain not to exercise the termination option, and (3) an option to extend (or not to terminate) the arrangement in which exercise of the option is in the control of the vendor. The entity also is required to apply the existing impairment guidance in Subtopic 350-40 to the capitalized implementation costs as if the costs were long-lived assets. The amendments in this Update clarify that the capitalized implementation costs related to each module or component of a hosting arrangement that is a service contract are also subject to the guidance in Subtopic 360-10 on abandonment.

The amendments in this Update also require the entity to present the expense related to the capitalized implementation costs in the same line item in the statement of income as the fees associated with the hosting element (service) of the arrangement and classify payments for capitalized implementation costs in the statement of cash flows in the same manner as payments made for fees associated with the hosting element. The entity is also required to present the capitalized implementation costs in the statement of financial position in the same line item that a prepayment for the fees of the associated hosting arrangement would be presented.

How Do the Main Provisions Differ from Current Generally Accepted Accounting Principles (GAAP) and Why Are They an Improvement?

Current GAAP does not specifically address the accounting for implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract. Accordingly, the amendments in this Update improve current GAAP because they clarify that accounting and align the accounting for implementation costs for hosting arrangements, regardless of whether they convey a license to the hosted software.

When Will the Amendments Be Effective?

The amendments in this Update are effective for public business entities for fiscal years beginning after December 15, 2019, and interim periods within those fiscal years. For all other entities, the amendments in this Update are effective for annual reporting periods beginning after December 15, 2020, and interim periods within annual periods beginning after December 15, 2021. Early adoption of the amendments in this Update is permitted, including adoption in any interim period, for all entities.

The amendments in this Update should be applied either retrospectively or prospectively to all implementation costs incurred after the date of adoption.

Amendments to the *FASB Accounting Standards Codification*[®]

Introduction

1. The Accounting Standards Codification is amended as described in paragraphs 2–15. In some cases, to put the change in context, not only are the amended paragraphs shown but also the preceding and following paragraphs. Terms from the Master Glossary are in **bold** type. Added text is underlined, and deleted text is ~~struck-out~~.

Amendments to Master Glossary

2. Amend the Master Glossary term *Hosting Arrangement*, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Hosting Arrangement

In connection with ~~the licensing of~~accessing and using software products, an arrangement in which ~~an end user~~the customer of the software does not ~~take~~currently have possession of the software; rather, ~~the software application resides on the vendor's or a third party's hardware, and the customer accesses and uses the software on an as-needed~~ basis.~~basis over the Internet or via a dedicated line.~~

Amendments to Subtopic 350-10

3. Amend paragraph 350-10-05-3, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Intangibles—Goodwill and Other—Overall

Overview and Background

350-10-05-3 This Topic includes the following Subtopics:

- a. Overall.
- b. Goodwill—Subtopic 350-20 provides guidance on the measurement of goodwill after acquisition, derecognition of some or all of goodwill allocated to a reporting unit, other presentation matters, and disclosures.

- c. General Intangibles Other Than Goodwill—Subtopic 350-30 provides guidance on the initial recognition and measurement of intangible assets other than goodwill that are either:
 - 1. Acquired individually or with a group of assets in a transaction that is not a business combination or an acquisition by a not-for-profit entity
 - 2. Internally generated.
- d. Internal-Use Software—Subtopic 350-40 provides guidance on the accounting for the cost of computer software that is developed or obtained for internal use and hosting arrangements obtained for internal use.
- e. Website Development Costs—Subtopic 350-50 provides guidance on whether to capitalize or expense costs incurred to develop a website.

Amendments to Subtopic 350-40

- 4. Supersede (and move) paragraphs 350-40-05-1 through 05-1B and add paragraphs 350-40-05-1C through 05-1F and 350-40-05-10 and the related Subsection title, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Intangibles—Goodwill and Other—Internal-Use Software

Overview and Background

General

~~350-40-05-1 Paragraph superseded by Accounting Standards Update No. 2018-15. This Subtopic provides guidance on accounting for the cost of computer software developed or obtained for internal use and for determining whether the software is for internal use. Certain costs incurred for computer software developed or obtained for internal use should be capitalized depending on the nature of the costs and the project stage during which they were incurred in accordance with the guidance in Section 350-40-25. Computer software to be sold, leased, or otherwise marketed externally is not considered to be for internal use. [Content amended and moved to paragraph 350-40-05-1D]~~

~~350-40-05-1A Paragraph superseded by Accounting Standards Update No. 2018-15. Section 350-40-30 includes guidance on the types of costs that should be capitalized, including costs for the purchase of internal-use software in a multiple element transaction. [Content moved to paragraph 350-40-05-1E]~~

~~350-40-05-1B Paragraph superseded by Accounting Standards Update No. 2018-15. Section 350-40-35 includes guidance on the following:~~

- ~~a. How to test the internal-use software for impairment~~
- ~~b. How to amortize the asset~~

- e. ~~How to account for software that previously was considered for internal use, but subsequently was marketed. [Content moved to paragraph 350-40-05-1F]~~

350-40-05-1C The Internal-Use Software Subtopic presents guidance in the following Subsections:

- a. General
- b. Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract.

350-40-05-1D ~~This~~ The General Subsections of this Subtopic ~~provide~~provides guidance on accounting for the cost of computer software developed or obtained for internal use and for determining whether the software is for internal use. Certain costs incurred for computer software developed or obtained for internal use should be capitalized depending on the nature of the costs and the project stage during which they were incurred in accordance with the guidance in Section 350-40-25. Computer software to be sold, leased, or otherwise marketed externally is not considered to be for internal use. **[Content amended as shown and moved from paragraph 350-40-05-1]**

350-40-05-1E Section 350-40-30 includes guidance on the types of costs that should be capitalized, including costs for the purchase of internal-use software in a multiple element transaction. **[Content moved from paragraph 350-40-05-1A]**

350-40-05-1F Section 350-40-35 includes guidance on the following:

- a. How to test the internal-use software for impairment
- b. How to amortize the asset
- c. How to account for software that previously was considered for internal use, but subsequently was marketed. **[Content moved from paragraph 350-40-05-1B]**

Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract

350-40-05-10 The Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract Subsections of this Subtopic address the accounting for the implementation, setup, and other upfront costs (implementation costs) incurred in a hosting arrangement that does not meet the criteria in paragraph 350-40-15-4A.

- 5. Amend paragraphs 350-40-15-1 through 15-2, 350-40-15-3 through 15-4A, and 350-40-15-4C and add paragraphs 350-40-15-4D and 350-40-15-8 through 15-9 and the related Subsection title, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Scope and Scope Exceptions

General

> Overall Guidance

350-40-15-1 ~~This~~ The General Subsection of this Section establishes the pervasive scope for this Subtopic. The General Subsections of this Subtopic follow follows the same Scope and Scope Exceptions as outlined in the Overall Subtopic, see Section 350-10-15, with specific transaction qualifications and exceptions noted below and in the Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract Subsection.

> Transactions

350-40-15-2 The guidance in the General Subsections of this Subtopic applies to the following transactions and activities:

- a. Internal-use software
- b. The proceeds of computer software developed or obtained for internal use that is marketed
- c. New internal-use software developed or obtained that replaces previously existing internal-use software
- d. Computer software that consists of more than one component or module. For example, an entity may develop an accounting software system containing three elements: a general ledger, an accounts payable subledger, and an accounts receivable subledger. In this example, each element might be viewed as a component or module of the entire accounting software system. The guidance in this Subtopic shall be applied to individual components or modules.

350-40-15-3 ~~This~~ The General Subsections of this Subtopic provide provides guidance on when costs incurred for internal-use computer software are and are not capitalized.

350-40-15-4 The guidance in this Subtopic does not apply to the following transactions and activities:

- a. Software to be sold, leased, or otherwise marketed as a separate product or as part of a product or process, subject to Subtopic 985-20
- b. Software to be used in research and development, subject to Subtopic 730-10
- c. Software developed for others under a contractual arrangement, subject to contract accounting standards
- d. Accounting for costs of reengineering activities, which often are associated with new or upgraded software applications.
- e. Subparagraph superseded by Accounting Standards Update No. 2018-15. Software that a customer obtains access to in a **hosting arrangement** that does not meet the criteria in paragraph 350-40-15-4A.

350-40-15-4A The guidance in the General Subsections of this Subtopic applies only to internal-use software that a customer obtains access to in a **hosting arrangement** if both of the following criteria are met:

- a. The customer has the contractual right to take possession of the software at any time during the hosting period without significant penalty.
- b. It is feasible for the customer to either run the software on its own hardware or contract with another party unrelated to the vendor to host the software.

350-40-15-4C ~~{remove glossary link}~~**Hosting arrangements**~~{remove glossary link}~~ that do not meet both criteria in paragraph 350-40-15-4A are service contracts and do not constitute a purchase of, or convey a license to, software.

350-40-15-4D Implementation costs of a hosting arrangement that does not meet both criteria in paragraph 350-40-15-4A shall be accounted for in accordance with the Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract Subsections of this Subtopic.

Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract

350-40-15-8 The Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract Subsections of this Subtopic follow the same Scope and Scope Exceptions as outlined in the General Subsection of this Section, with specific qualifications noted in paragraph 350-40-15-9.

350-40-15-9 The Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract Subsections of this Subtopic provide guidance on when costs incurred to implement a **hosting arrangement** that does not meet both criteria in paragraph 350-40-15-4A are and are not capitalized.

6. Add paragraph 350-40-25-18 and its related Subsection title, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Recognition

Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract

350-40-25-18 An entity shall apply the General Subsection of this Section as though the **hosting arrangement** that is a service contract were an internal-use computer software project to determine when implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract are and are not capitalized.

7. Amend paragraph 350-40-30-4 and add paragraph 350-40-30-5 and its related Subsection title, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Initial Measurement

General

> Multiple-Element Arrangements Included in Purchase Price

350-40-30-4 Entities may purchase internal-use computer software from a third party or may enter into a **hosting arrangement**. In some cases, the purchase price includes multiple elements, such as the license or hosting, training for the software, maintenance fees for routine maintenance work to be performed by the third party, data conversion costs, reengineering costs, and rights to future upgrades and enhancements. Entities shall allocate the cost among all individual elements. The allocation shall be based on the relative standalone price ~~objective evidence of fair value~~ of the elements in the contract, not necessarily separate prices stated within the contract for each element. Those elements included in the scope of this Subtopic shall be accounted for in accordance with the provisions of this Subtopic.

Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract

350-40-30-5 An entity shall apply the General Subsection of this Section as though the hosting arrangement that is a service contract were an internal-use computer software project to determine when implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract are and are not capitalized.

8. Add paragraphs 350-40-35-11 through 35-17 and their related Subsection title and headings, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Subsequent Measurement

Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract

> Impairment

350-40-35-11 Impairment shall be recognized and measured in accordance with the provisions of Section 360-10-35 as if the capitalized implementation costs were a long-lived asset. That guidance requires that assets be grouped at the lowest level for which there are identifiable cash flows that are largely independent of the cash flows of other groups of assets. The guidance is applicable, for example, when one of the following events or changes in circumstances occurs related to the hosting arrangement that is a service contract indicating that the carrying amount of the related implementation costs may not be recoverable:

- a. The hosting arrangement is not expected to provide substantive service potential.
- b. A significant change occurs in the extent or manner in which the hosting arrangement is used or is expected to be used.
- c. A significant change is made or will be made to the hosting arrangement.

350-40-35-12 Paragraphs 360-10-35-47 through 35-49 require that the asset be accounted for as abandoned when it ceases to be used. Implementation costs related to each module or component of a hosting arrangement that is a service contract shall be evaluated separately as to when it ceases to be used.

> Amortization

350-40-35-13 Implementation costs capitalized in accordance with the Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract Subsections of this Subtopic shall be amortized over the term of the associated hosting arrangement, considering the guidance in paragraph 350-40-35-17, on a straight-line basis unless another systematic and rational basis is more representative of the pattern in which the entity expects to benefit from access to the hosted software. This Subsection considers the right to access the hosted software to be equivalent to actual use, which shall not be affected by the extent to which the entity uses, or the expectations about the entity's use of, the hosted software (for example, how many transactions the entity processes or expects to process or how many users access or are expected to access the hosted software).

350-40-35-14 An entity (customer) shall determine the term of the hosting arrangement that is a service contract as the fixed noncancellable term of the hosting arrangement plus all of the following:

- a. Periods covered by an option to extend the hosting arrangement if the entity (customer) is reasonably certain to exercise that option
- b. Periods covered by an option to terminate the hosting arrangement if the entity (customer) is reasonably certain not to exercise that option
- c. Periods covered by an option to extend (or not to terminate) the hosting arrangement in which exercise of the option is controlled by the vendor.

350-40-35-15 An entity (customer) shall periodically reassess the estimated term of the arrangement and shall account for any change in the estimated term as a change in accounting estimate in accordance with Topic 250 on accounting changes and error corrections.

350-40-35-16 An entity shall consider the effects of all the following when determining the term of the hosting arrangement in accordance with paragraph 350-40-35-14 and when reassessing the term of the hosting arrangement in accordance with paragraph 350-40-35-15:

- a. Obsolescence
- b. Technology
- c. Competition
- d. Other economic factors
- e. Rapid changes that may be occurring in the development of hosting arrangements or hosted software

- f. Significant implementation costs that are expected to have significant economic value for the entity (customer) when the option to extend or terminate the hosting arrangement becomes exercisable.

350-40-35-17 For each module or component of a hosting arrangement, an entity shall begin amortizing the capitalized implementation costs related to the hosting arrangement that is a service contract when the module or component of the hosting arrangement is ready for its intended use, regardless of whether the overall hosting arrangement will be placed in service in planned stages that may extend beyond a reporting period. For purposes of this Subsection, a hosting arrangement (or a module or component of a hosting arrangement) is ready for its intended use after all substantial testing is completed. If the functionality of a module or component is entirely dependent on the completion of other modules or components, the entity shall begin amortizing the capitalized implementation costs related to that module or component when both that module or component and the other modules or components upon which it is functionally dependent are ready for their intended use.

9. Add Section 350-40-45, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Other Presentation Matters

Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract

> Amortization

350-40-45-1 An entity shall present the amortization of implementation costs described in paragraph 350-40-35-13 in the same line item in the statement of income as the expense for fees for the associated **hosting arrangement**.

> Statement of Financial Position

350-40-45-2 An entity shall present the capitalized implementation costs described in paragraph 350-40-25-18 in the same line item in the statement of financial position that a prepayment of the fees for the associated hosting arrangement would be presented.

> Statement of Cash Flows

350-40-45-3 An entity shall classify the cash flows from capitalized implementation costs described in paragraph 350-40-25-18 in the same manner as the cash flows for the fees for the associated hosting arrangement.

10. Amend paragraph 350-40-50-1 and add paragraphs 350-40-50-2 through 50-3 and their related Subsection title, with a link to transition paragraph 350-40-65-3, as follows:

Disclosure

General

350-40-50-1 ~~This~~The General Subsection of this Subtopic does not require any new incremental disclosures. Disclosure shall be made in accordance with existing authoritative literature including the following:

- a. Topic 275
- b. Subtopic 730-10
- c. Topic 235
- d. Subtopic 360-10.

Implementation Costs of a Hosting Arrangement That Is a Service Contract

350-40-50-2 An entity shall disclose the nature of its **hosting arrangements** that are service contracts.

350-40-50-3 The disclosure requirements in the General Subsection of this Section are applicable to the capitalized implementation costs of hosting arrangements that are service contracts. An entity shall make the disclosures in Subtopic 360-10 as if the capitalized implementation costs were a separate major class of depreciable asset.

11. Add paragraph 350-40-65-3 and its related heading as follows:

Transition and Open Effective Date Information

> Transition Related to Accounting Standards Update No. 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*

350-40-65-3 The following represents the transition and effective date information related to Accounting Standards Update No. 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*:

- a. For **public business entities**, the pending content that links to this paragraph shall be effective for annual periods, including interim periods within those annual periods, beginning after December 15, 2019.
- b. For all other entities, the pending content that links to this paragraph shall be effective for annual periods beginning after December 15, 2020, and interim periods in annual periods beginning after December 15, 2021.
- c. Earlier application of the pending content that links to this paragraph is permitted, including adoption in any interim period for:
 1. Public business entities for periods for which financial statements have not yet been issued

- 2. All other entities for periods for which financial statements have not yet been made available for issuance.
- d. An entity shall apply the pending content that links to this paragraph using one of the following two methods:
 - 1. Prospectively to costs for activities performed on or after the date that the entity first applies the pending content that links to this paragraph
 - 2. Retrospectively in accordance with the guidance on accounting changes in paragraphs 250-10-45-5 through 45-10.
- e. A public business entity that elects prospective transition shall disclose the following in the interim and annual periods of adoption:
 - 1. The nature of and reason for the change in accounting principle
 - 2. The transition method
 - 3. A qualitative description of the financial statement line items affected by the change.
- f. A public business entity that elects retrospective transition shall disclose the following in the interim and annual periods of adoption:
 - 1. The nature of and reason for the change in accounting principle
 - 2. The transition method
 - 3. A qualitative description of the financial statement line items affected by the change
 - 4. Quantitative information about the effects of the change.
- g. All other entities shall disclose the information in (e) or (f) for prospective transition or retrospective transition, respectively, in the annual period of adoption, unless the entity elects to early adopt the pending content that links to this paragraph in an interim period, in which case the entity also shall disclose that information in the interim period of adoption.

Amendments to Status Sections

12. Amend paragraph 350-10-00-1, by adding the following items to the table, as follows:

350-10-00-1 The following table identifies the changes made to this Subtopic.

Paragraph	Action	Accounting Standards Update	Date
Hosting Arrangement	Added	2018-15	08/29/2018
350-10-05-3	Amended	2018-15	08/29/2018

13. Amend paragraph 350-40-00-1, by adding the following items to the table, as follows:

350-40-00-1 The following table identifies the changes made to this Subtopic.

Paragraph	Action	Accounting Standards Update	Date
Hosting Arrangement	Amended	2018-15	08/29/2018
Standalone Price	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-05-1 through 05-1B	Superseded	2018-15	08/29/2018
350-40-05-1C through 05-1F	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-05-10	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-15-1	Amended	2018-15	08/29/2018
350-40-15-2	Amended	2018-15	08/29/2018
350-40-15-3 through 15-4A	Amended	2018-15	08/29/2018
350-40-15-4C	Amended	2018-15	08/29/2018
350-40-15-4D	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-15-8	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-15-9	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-25-18	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-30-4	Amended	2018-15	08/29/2018
350-40-30-5	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-35-11 through 35-17	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-45-1 through 45-3	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-50-1	Amended	2018-15	08/29/2018
350-40-50-2	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-50-3	Added	2018-15	08/29/2018
350-40-65-3	Added	2018-15	08/29/2018

14. Amend paragraph 985-20-00-1, by adding the following item to the table, as follows:

985-20-00-1 The following table identifies the changes made to this Subtopic.

Paragraph	Action	Accounting Standards Update	Date
Hosting Arrangement	Amended	2018-15	08/29/2018

15. Amend paragraph 985-605-00-1, by adding the following item to the table, as follows:

985-605-00-1 The following table identifies the changes made to this Subtopic.

Paragraph	Action	Accounting Standards Update	Date
Hosting Arrangement	Amended	2018-15	08/29/2018

The amendments in this Update were adopted by the affirmative vote of four members of the Financial Accounting Standards Board. Ms. Botosan and Mr. Siegel dissented.

Ms. Botosan and Mr. Siegel dissent from the issuance of this Update. They believe that capitalizing the costs incurred in implementing a cloud computing arrangement that is a service contract is contrary to the FASB conceptual framework. They do not believe that such costs, in and of themselves, meet the definition of an asset and believe that this Update, which treats such costs as assets on a standalone basis, does not faithfully represent the economics of the arrangement. They also believe that the amendments in this Update result in noncomparable, non-neutral accounting and do not provide users with decision-useful financial reporting information. Furthermore, Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that the adopted solution is less cost beneficial than at least one of the alternative solutions rejected by the Task Force. Finally, Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that incurring costs to implement a service arrangement is not unique to cloud computing arrangements and, consequently, the accounting for such costs is a broad issue not appropriately addressed in an emerging issues project narrowly scoped to cloud computing service contracts.

Assets are defined in FASB Concepts Statement No. 6, *Elements of Financial Statements*, as “probable future economic benefits obtained or controlled by a particular entity as a result of past transactions or events.” Under the amendments in this Update, capitalized implementation costs include, for example, expenditures incurred during the application development stage to configure and customize the *vendor’s* software. Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that such costs do not meet the definition of an asset of the entity (customer) because they do not convey probable future economic benefits controlled by the entity (customer) when evaluated independently of any asset created by the cloud computing arrangement itself (a software license, for example). Consistent with that view, Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that accounting for implementation costs as an asset detached from the related service contract conflicts with the Task Force’s stated economic view that the implementation costs are *attached to the service contract* (see paragraph BC8).

Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that considering the costs incurred in the implementation of a cloud computing arrangement in isolation and separately from the cloud computing arrangement that is the subject of those implementation efforts will result in accounting that is not a faithful representation of the economics of that arrangement. If a cloud computing arrangement is truly a service contract, the service benefit is received and used simultaneously, and hosting costs are appropriately expensed as incurred. Ms. Botosan and Mr. Siegel question how, within such an arrangement, costs incurred for services that enhance the related service contract (the benefit of which cannot be stored) can yield future benefits that can be stored. Consistent with this, and as noted in paragraph BC10, users generally preferred that both hosting costs and implementation costs be expensed as incurred for a hosting arrangement that is a service contract. Furthermore, if the costs incurred in enhancing the access to software in the cloud convey a controlled future benefit, Ms. Botosan and Mr. Siegel question how the access that is enhanced can, at the same time, not convey a controlled future benefit. Relatedly, Ms. Botosan and Mr. Siegel question the appropriateness of recognizing a “deferred implementation cost” asset, while ignoring the obligation for future hosting fees that must be incurred to render that benefit realizable.

In the context of a cloud computing arrangement, paragraph 350-40-15-4A limits the application of internal-use software accounting guidance to hosting arrangements characterized by a contractual right and ability to take possession of the hosted software. Proponents of the amendments in this Update maintain that the contractual right and ability to take possession of the hosted software are nonsubstantive conditions; that is, an entity is in the same economic position with respect to the hosted software regardless of whether the hosting arrangement meets the criteria in paragraph 350-40-15-4A. Nevertheless, the Update does not result in the same accounting for both types of cloud computing arrangements. If the hosting arrangement meets the criteria in paragraph 350-40-15-4A, the hosted software element is recognized as an asset and a liability also is recognized, to the extent applicable hosting fees are unpaid as of the acquisition date. In addition, certain implementation costs are capitalized as part of the cost of the hosted software asset. Under the amendments in this Update, if the hosting arrangement does not meet the criteria in paragraph 350-40-15-4A, the hosted software element is not recognized as an asset and a liability is not recognized for applicable hosting fees unpaid as of the acquisition date. Instead, hosting fees continue to be expensed as incurred. Nevertheless, the implementation costs are capitalized as a standalone “deferred implementation cost” asset. Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that economically equivalent transactions should not be accounted for differently.

Ms. Botosan and Mr. Siegel also are concerned that the accounting does not offer a neutral depiction of the economics of various hosting arrangements, which could give rise to an “accounting subsidy” resulting in contract or transaction structuring to obtain a preferred accounting outcome. For example, if an entity is in the same economic position with respect to the economic benefit it derives from the hosted

software regardless of whether the arrangement meets the criteria in paragraph 350-40-15-4A or not, hosting arrangements could be easily structured to meet or avoid those criteria depending on whether an entity prefers to recognize, or avoid recognizing, an asset and related liability, while continuing to defer the related implementation costs as an asset.

A hosting arrangement that includes a software license is accounted for on-balance sheet in a manner that resembles capital lease accounting under Topic 840. Following the amendments in the Update, a hosting arrangement that does not include a software license will be accounted for in a manner that resembles operating lease accounting under Topic 840—that is, off-balance-sheet treatment for the lease (hosting) arrangement with leasehold improvements (implementation costs) capitalized. The litmus test underpinning these very different balance sheet outcomes is whether the hosting arrangement includes a contractual right and ability to take possession of the hosted software; a feature that proponents of this Update maintain is nonsubstantive and does not alter the economic position of the entity with respect to its right to use the hosted software. In issuing Topic 842, the Board concluded that the existence of two very different accounting models for economically similar right-to-use assets reduced comparability for users and provided opportunities for transaction structuring to achieve preferred accounting outcomes; see paragraph BC16(b) of Accounting Standards Update No. 2016-02, *Leases (Topic 842)*. Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that in the same vein, the Board should have rejected differential balance sheet treatment of economically similar right-to-use software assets.

Ms. Botosan and Mr. Siegel agree it is important that the costs of reporting are justified by the benefits. Users generally prefer that hosting and implementation costs be expensed as incurred for a hosting arrangement that is a service contract. Ms. Botosan and Mr. Siegel question the Task Force's decision to require entities to incur costs to analyze the nature of the costs incurred and the project stage during which they are incurred to identify the subset of implementation costs to be capitalized, which users otherwise prefer to be expensed.

Ms. Botosan and Mr. Siegel are concerned that the decision not to limit analogies to these amendments could create pressure in the financial reporting system to capitalize "implementation" costs incurred in a wide variety of service arrangements well beyond the outsourcing of computing services including, for example, the outsourcing of manufacturing, professional, and other operational activities. Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that the basis for conclusions included in this Update, that "capitalized costs, while not representative of an asset on a standalone basis, result in an increase in future benefits to be received under the hosting arrangement, thus resulting in an asset related to the service contract" (see paragraph BC8), could justify asset treatment for expenditures made in connection with many different types of service arrangements. Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that it is inappropriate to introduce an accounting model with the potential to fundamentally alter the accounting for executory contracts in the context of a narrow discussion. Instead, Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that

the accounting for costs incurred in implementing a service contract is a broad issue. Ms. Botosan and Mr. Siegel note that the Board agreed with that view when Update 2015-05 was issued. The basis for conclusions of Update 2015-05 states in paragraph BC7 that:

In deciding not to provide additional guidance on the accounting for upfront costs incurred by customers entering into cloud computing arrangements that do not transfer a software license to a customer, *the Board noted that initial costs incurred in service arrangements are not unique to cloud computing arrangements.* [Emphasis added.]

Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that the implementation cost question is not severable from the question of accounting for the hosting arrangement itself. Ms. Botosan and Mr. Siegel believe that a robust solution to the issue raised by stakeholders will necessitate greater understanding of users' needs, the applicability of Topic 842 to right-to-use software (which was not included in the scope of Topic 842 for practical, not conceptual, reasons [see paragraph BC110(a) of Update 2016-02]), and the accounting for such arrangements by vendors.

Members of the Financial Accounting Standards Board:

Russell G. Golden, *Chairman*
James L. Kroeker, *Vice Chairman*
Christine A. Botosan
Marsha L. Hunt
R. Harold Schroeder
Marc A. Siegel

Background Information and Basis for Conclusions

Introduction

BC1. The following summarizes the Task Force's considerations in reaching the conclusions in this Update. It includes the Board's basis for ratifying the Task Force conclusions when needed to supplement the Task Force's considerations. It also includes reasons for accepting certain approaches and rejecting others. Individual Task Force and Board members gave greater weight to some factors than to others.

Background Information

BC2. Subtopic 350-40 provides guidance on how to account for software that is developed or obtained for internal use. In Update 2015-05, the Board made amendments to Subtopic 350-40 to help entities evaluate whether a hosting arrangement, as defined in the Master Glossary, includes an internal-use software license for accounting purposes. Examples of hosting arrangements include software as a service, platform as a service, infrastructure as a service, and other similar hosting arrangements. When a hosting arrangement is deemed not to include a software license for accounting purposes, the arrangement is accounted for as a service contract.

BC3. The amendments in Update 2015-05 did not address the accounting for costs incurred to implement a hosting arrangement that is a service contract, and some stakeholders therefore requested that the Board provide additional guidance for those implementation costs. Because the guidance in the Codification is not explicit in that area, the Board decided to issue this Update to address the existing diversity in practice. For example, while some implementation costs related to a hosting arrangement that is a service contract can be accounted for using existing GAAP, such as the acquisition of hardware or coding changes to the customer's on-premise software, other costs such as customization and configuration of hosted software are not specifically addressed in GAAP and generally are expensed as the services are provided.

BC4. At its January 18, 2018 meeting, the Task Force reached a consensus-for-exposure to clarify a customer's accounting for costs for implementation activities incurred in a cloud computing arrangement (or hosting arrangement) that is a service contract. The Board subsequently ratified the consensus-for-exposure on February 7, 2018, and on March 1, 2018, issued proposed Accounting Standards Update, *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; Disclosures for Implementation Costs Incurred for Internal-Use Software and Cloud Computing Arrangements. The Board received 53 comment letters on the proposed Update. Almost all respondents supported the proposed amendments that would require an entity to capitalize implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract using the guidance in Subtopic 350-40. A majority of respondents did not support the proposed amendments that added quantitative and qualitative disclosure requirements that apply to implementation of all transactions within the scope of Subtopic 350-40. Most respondents agreed with the other amendments in the proposed Update.

BC5. The Task Force considered feedback received on the proposed Update at its June 7, 2018 meeting and reached a consensus. The Board subsequently ratified the consensus on June 27, 2018, resulting in the issuance of this Update.

Basis for Conclusions

Scope

BC6. The amendments in this Update broaden the scope of Subtopic 350-40 to include costs incurred to implement a hosting arrangement that is a service contract. The costs are capitalized or expensed depending on the nature of the costs and the project stage during which they are incurred, consistent with costs for internal-use software. For example, costs incurred during the application development stage of implementation are capitalized depending on the nature of the costs, whereas costs incurred during the preliminary project and postimplementation stages are expensed as the implementation or other activities relevant to that stage are performed. The amendments in this Update result in consistent capitalization of implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract and implementation costs incurred to develop or obtain internal-use software (and hosting arrangements that include an internal-use software license).

Accounting for Implementation Costs Incurred in a Hosting Arrangement That Is a Service Contract

BC7. The Task Force reached a consensus that requires an entity to capitalize implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract using the guidance in Subtopic 350-40. The accounting for the hosting fees associated with the hosting arrangement is not affected by this consensus and, accordingly, the hosting fees are expensed as the service is provided.

BC8. In reaching this consensus, the Task Force noted that an entity may incur significant costs when implementing a hosting arrangement that is a service contract, which may indicate a future benefit to the entity beyond the period over

which the implementation services are performed. In a service contract, while the right to receive the service and the obligation to pay for the service as the service is provided are not recognized on the balance sheet, the Task Force observed that certain costs to implement the hosting arrangement enhance the unrecognized right to receive the related service. Accordingly, the Task Force decided that the implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract could be attached to the service contract and, therefore, should be capitalized as an asset and recognized over a period longer than the period over which the implementation services are provided. That is, those capitalized costs, while not representative of an asset on a standalone basis, result in an increase in future benefits to be received under the hosting arrangement, thus resulting in an asset related to the service contract. While overall the Board and Task Force members concluded that it is important that guidance be developed in a manner in which the outcome is both relevant to investors' needs and responsive to preparers' ability to apply the guidance, some Task Force members weighed the expected costs and expected benefits differently in determining the consensus and its interaction with the FASB conceptual framework. In determining the consensus, the Task Force decided that it represents a practical solution that addresses the original concern that was raised to the Task Force and that it is responsive to the unique characteristics of hosting arrangements that are service contracts.

BC9. The Task Force noted that implementation costs capitalized under the amendments in this Update relate to the rights and obligations embedded in a hosting arrangement (which are not recognized separately as assets and liabilities) for which the entity has the right to use and that this is similar to other contract-related assets. For example, under Subtopic 340-40 on other assets and deferred costs for contracts with customers, costs that relate to a specific contract and that are expected to be recovered are recognized as an asset if they generate or enhance resources of the entity that will be used in fulfilling the contract in the future. This guidance results in the capitalization of costs that cannot be capitalized in accordance with other GAAP and that are not added to the measurement of another asset. They merely generate a resource for the entity. The Task Force concluded that the result of the implementation costs of a hosting arrangement generates a resource for the entity that is used in connection with the hosting arrangement.

BC10. In discussing the accounting for implementation costs incurred in a hosting arrangement that is a service contract, the Task Force considered other alternatives, including an alternative that would have resulted in recognizing an asset for both the costs incurred to implement the hosting arrangement and the right to use the software embedded in the hosting arrangement based on the premise that the hosting arrangement provides an economic resource to the customer irrespective of ownership or location of the software. A few Task Force members preferred that alternative. They noted that under Subtopic 350-40, costs associated with implementation activities are not capitalized as a separate or standalone asset. Instead, the software license is the identified asset, and costs of

implementation activities are added to the measurement of that asset. To those Task Force members, this alternative is consistent with the FASB conceptual framework. Those Task Force members noted that in the absence of an asset to which implementation costs can be added, the implementation costs incurred in a hosting arrangement that is a service contract are like costs incurred in other transactions that, while expected to provide economic benefits in future periods, are not recognized as an asset but rather are expensed as incurred (for example, training costs or business process reengineering costs). However, other Task Force members noted that that alternative also has conceptual limits (for example, it treats the transaction as economically different from how a vendor accounts for the transaction under Topic 606 on revenue from contracts with customers). The Task Force ultimately rejected that alternative. In doing so, the Task Force also considered the general lack of support by preparers and users during outreach. Outreach with users indicated that they generally preferred implementation costs to be expensed as incurred and that they also preferred software and related implementation costs of internal-use software to be expensed as incurred, but they understood the arguments for capitalizing the implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract. In addition, some Task Force members were concerned that accounting for hosting arrangements that are service contracts similar to leases may have unintended consequences because intangible assets are not within the scope of Topic 842 on leases. Some Task Force members also noted that the alternative would be beyond the scope of the issue given to the Task Force.

BC11. The Task Force also reached a consensus to require entities to expense the capitalized implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract over the term of the hosting arrangement, which includes customer renewal options that are reasonably certain to be exercised and all contractual renewal options controlled by the vendor. The Task Force concluded that including reasonably certain renewals to determine the period over which the costs are expensed represents the expected period of benefit of the enhanced right that is expected to be realized from the hosting arrangement. The Task Force also concluded that this is reasonably consistent with the period over which capitalized costs are recognized as an expense for implementation costs of hosting arrangements that contain a license.

BC12. The Task Force decided to require entities to record the expense related to the implementation costs in the same line item in the statement of income as the expense for fees for the hosting arrangement (and, accordingly, the amortization expense related to those implementation costs should not be presented along with depreciation or amortization expense related to property, plant, and equipment and intangible assets if such depreciation or amortization is presented separately from its functional classification), to present the capitalized implementation costs in the same line item in the statement of financial position as a prepayment of the fees for the associated hosting arrangement, and to classify the cash flows from capitalized implementation costs in the same manner as the

cash flows for the fees for the associated hosting arrangement. This is because the asset recognized for the implementation costs is recognized only as a result of enhancing the value of the hosting service, which itself is not recognized as an asset. Thus, although the implementation costs are recognized as a standalone asset, the future benefit derived from that asset is linked to the benefit derived from the hosting service, which is expensed as incurred.

BC13. The Task Force reached a consensus to clarify how to account for impairment and abandonment of capitalized implementation costs for a hosting arrangement that is a service contract by requiring an entity to apply the guidance in Subtopic 350-40 (which references the impairment model in Subtopic 360-10 on property, plant, and equipment). The Task Force decided that applying the same impairment model to both internal-use software (which includes the costs to implement that developed or acquired software) and capitalized implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract should reduce complexity for preparers because capitalized implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract and internal-use software may be included in the same asset group for impairment purposes. The Task Force also decided to clarify that an entity is required to evaluate the capitalized implementation costs of each module or component of a hosting arrangement that is a service contract for abandonment. This decision is consistent with the Task Force's decision to amortize separately the capitalized implementation costs of certain modules or components of a hosting arrangement that is a service contract. In the Task Force's view, it should reduce potential diversity in practice as to when impairment losses are recognized and how to account for the abandonment of capitalized implementation cost assets. The amendments related to abandonment require that a loss be recorded for capitalized implementation costs that no longer provide a future benefit in cases in which a module or component is no longer used while the core hosted software continues to be used.

BC14. The Task Force decided that there was no need to provide a definition of the term *implementation costs*. The Task Force observed that adding a description of the different types of implementation costs could be helpful but decided it was not necessary because Subtopic 350-40 already has appropriate guidance that entities currently apply in practice.

BC15. Although the Task Force intended for the scope of the amendments in this Update to be narrowly applied to implementation costs of hosting arrangements that are service contracts, the Task Force discussed and decided to remain silent on whether an entity may apply the guidance in the amendments by analogy to other transactions and activities. The Task Force noted that explicitly disallowing an analogy to Subtopic 350-40 would not be effective because the guidance in the amendments in this Update is based, in part, on an analogy to the guidance in Subtopic 340-40. If the Task Force decided to disallow an analogy to Subtopic 350-40, an entity could still analogize to Subtopic 340-40 on the same basis as the guidance in the amendments in this Update. Some Task Force members also believe that few, if any, arrangements are similar to hosting arrangements. As a

result, there may not be many transactions for which an entity would attempt to analogize to Subtopic 350-40.

BC16. The Task Force reached a consensus to amend the definition of *hosting arrangement* to remove the reference to licensing and the requirement that the software application resides on the vendor's or a third party's hardware. The Task Force noted that the definition of hosting arrangement used the phrase *licensing of software*, which would have potentially limited the number of arrangements to which the guidance in the amendments in this Update applies because many hosting arrangements do not provide the customer with a license to the underlying software. The Task Force also noted that the key characteristic in a hosting arrangement is that the customer does not have possession of the software at the date of the evaluation of the scope of Subtopic 350-40; it is not where the software resides at that date.

BC17. The Task Force discussed whether to add guidance to limit the scope of the amendments to service contracts in which the hosting arrangement is more than minor. The purpose of that guidance was to reduce the costs of implementing internal controls over financial reporting related to analyzing all service arrangements to determine whether a hosting arrangement, as defined in the Master Glossary, is included in the service arrangement. The Task Force decided not to propose guidance to limit the scope of the amendments but asked respondents to the proposed Update to provide feedback on the issue. While some respondents indicated that clarifying the guidance on scope would be beneficial, most respondents indicated that it was not necessary. Paragraph 350-40-30-4 (as amended in this Update) provides guidance on separating multiple elements in an arrangement, and paragraph 105-10-05-6 states that the provisions of the Codification need not be applied to immaterial items. Therefore, the Task Force concluded that existing guidance sufficiently addresses the issue and decided not to provide guidance to limit the scope of the amendments to service contracts in which the hosting arrangement is more than minor.

Disclosures

BC18. The Task Force reached a consensus that the existing disclosures in paragraph 350-40-50-1 are sufficient to provide information to users about implementation costs of a hosting arrangement that is a service contract, supplemented by a description of the nature of an entity's hosting arrangements that are service contracts. The Task Force concluded that those disclosures will provide users with information about the type and amount of implementation costs capitalized as well as information about the subsequent measurement of those costs. The proposed Update would have required several new disclosures for hosting arrangements that are service contracts. Those disclosures would have been applied to other transactions within the scope of Subtopic 350-40, not just hosting arrangements that are service contracts. A majority of respondents did not support applying those proposed disclosures to internal-use software. The Task

Force decided not to finalize those proposed disclosures, except for the requirement to disclose the nature of an entity's hosting arrangements that are service contracts, because the disclosure requirements for internal-use software already provide sufficient and similar information for all transactions within the scope of Subtopic 350-40.

Effective Date and Transition

BC19. The Task Force decided that the amendments in this Update should be effective for public business entities for fiscal years, and interim periods within those fiscal years, beginning after December 15, 2019. For all other entities, the amendments are effective for all fiscal years beginning after December 15, 2020, and all interim periods beginning after December 15, 2021. Early adoption is permitted, including adoption in an interim period.

BC20. The Task Force reached a consensus to allow entities to choose between prospective transition and retrospective transition when adopting the guidance in the amendments in this Update. Under prospective transition, an entity applies the guidance to any costs for implementation activities performed after the date of adoption. The Task Force decided that a prospective transition approach based on costs for activities performed after the date of adoption will result in increased comparability among entities for the treatment of any implementation costs incurred after the date of adoption. Otherwise, two entities that enter into hosting arrangements that require a long implementation period could have different accounting for the costs for several years if, for example, one entered into a hosting arrangement shortly before the adoption date and one entered into a hosting arrangement shortly after the adoption date. The Task Force understands that the benefits of retrospective transition may not justify the costs because the effect of retrospective application may not be significant for many entities. However, the Task Force saw no reason to prohibit an entity from retrospectively applying the amendments, and an entity with significant implementation costs during the comparative periods of the financial statements in which the entity adopts the amendments may believe that retrospective application provides more useful information.

BC21. The Task Force reached a consensus to require different transition disclosure requirements depending on the transition method elected. For prospective transition, an entity is required to disclose the nature of and reason for the accounting change, the transition method, and a qualitative description of the financial statement line items affected by the change. For retrospective transition, the disclosure requirements at transition include all of the requirements for prospective transition plus quantitative information about the effects of the accounting change. The Task Force decided that the benefits of requiring quantitative disclosure of the effect of the amendments in this Update for

prospective transition do not justify the costs. The transition disclosures are in lieu of those required in paragraphs 250-10-50-1 through 50-3.

Benefits and Costs

BC22. The objective of financial reporting is to provide information that is useful to present and potential investors, creditors, donors, and other capital market participants in making rational investment, credit, and similar resource allocation decisions. However, the benefits of providing information for that purpose should justify the related costs. Present and potential investors, creditors, donors, and other users of financial information benefit from improvements in financial reporting, while the costs to implement new guidance are borne primarily by present investors. The Task Force's assessment of the costs and benefits of issuing new guidance is unavoidably more qualitative than quantitative because there is no method to objectively measure the costs to implement new guidance or to quantify the value of improved information in financial statements.

BC23. The Task Force does not anticipate that entities will incur significant costs as a result of the amendments in this Update. The Task Force agreed that guidance on the costs of implementing a hosting arrangement that is a service contract will benefit users by reducing diversity in practice. Thus, on balance, the Task Force concluded that those benefits justify the costs that entities are expected to incur as a result of applying the amendments in this Update.

Amendments to the XBRL Taxonomy

The amendments to the *FASB Accounting Standards Codification*[®] in this Accounting Standards Update require improvements to the U.S. GAAP Financial Reporting Taxonomy (Taxonomy). Those improvements, which will be incorporated into the proposed 2019 Taxonomy, are available through Taxonomy Improvements provided at www.fasb.org, and finalized as part of the annual release process.