

Revenus requis du service de transport 2021 et 2022

Table des matières

1	Base d'établissement des revenus requis.....	7
2	Établissement des revenus requis 2021 et 2022.....	7
3	Coûts couverts par la Formule d'indexation et Facteur de croissance des activités.....	9
3.1	Formule d'indexation.....	9
3.2	Facteur de croissance des activités (Facteur C).....	11
4	Facteurs Y.....	13
4.1	Rendement sur la base de tarification.....	13
4.2	Amortissement.....	13
4.3	Coût de retraite.....	14
4.4	Compte d'écarts et de reports lié aux Facteurs Y.....	14
4.4.1	Coût de retraite.....	14
5	Facteurs Z.....	16
5.1	Comptes d'écarts et de reports liés aux Facteurs Z.....	16
5.1.1	Projet poste Manicouagan – Réfection CS24 – Abandon des travaux liés au CS23.....	16
5.1.2	Projet de la Romaine.....	16
6	Comptes d'écarts et de reports – Pré-MRI.....	18
6.1	Disjoncteurs PK.....	18
6.2	Projet de remplacement des systèmes de conduite des réseaux de transport et de distribution.....	18
7	Compte d'écarts et de reports - Rendement à remettre à la clientèle.....	19
8	Coûts non récurrents.....	19
9	Évolution de la base de tarification 2019-2022.....	19
9.1	Évolution et composantes de la base de tarification 2019-2022.....	19
9.2	Suivi des mises en service.....	22
9.2.1	Analyse des projections relatives aux mises en service.....	22
9.2.2	Acuité des prévisions.....	23
9.2.3	Autorisations relatives aux mises en service.....	25
9.2.4	Dépassements de coûts de projets ayant requis une autorisation spécifique en vertu de l'article 73 de la LRÉ.....	25
9.3	Révisions des durées de vie utile.....	26
10	Évolution des revenus requis.....	28
11	Formule paramétrique relative aux dépenses en capital.....	29
12	Suivis des décisions D-2020-041, D-2020-083 et D-2020-109.....	29
12.1	Compte d'écarts et de reports - Dépenses en capital.....	29
12.2	Mise en service associée à la ligne 7005 à 735 kV reliant les postes de Lévis et de la Nicolet.....	35
12.3	Réflexion et proposition du Transporteur en suivi de la décision D-2020-109.....	36

Annexe 1 – Détermination du Facteur I	39
Annexe 2 – Retraits d’actifs	40
Annexe 3 – Coût de retraite d’Hydro-Québec	41
Annexe 4 – Comptes d’écarts et de reports soldés au 31 décembre 2020	42
Annexe 5 – Formule paramétrique relative aux dépenses en capital	43
Annexe 6 – Évolution de la base de tarification 2019-2022	45
6.1 Évolution des composantes de la base de tarification	45
6.2 Contributions découlant des demandes de déplacements et de modifications des actifs par des tiers	45
6.3 Coûts de démantèlement, d’enlèvement et de remise en état des sites	46
6.4 Contributions internes et autres	46
6.5 Fonds de roulement réglementaire	47
6.6 Bases de tarification 2019-2022	50
6.7 Mises en service 2019-2022	58
6.8 Impact des mises en service	62
6.9 Suivis administratifs liés à des dépassements de coûts	63

Liste des tableaux

Tableau 1	Revenus requis 2021 et 2022 (M\$).....	8
Tableau 2	Facteur I 2021.....	9
Tableau 3	Facteur I 2022.....	9
Tableau 4	Formule d'indexation 2021 (M\$).....	10
Tableau 5	Formule d'indexation 2022 (M\$).....	11
Tableau 6	Facteur C 2020 à 2022 (M\$).....	12
Tableau 7	Rendement sur la base de tarification 2019-2022 (M\$).....	13
Tableau 8	Amortissement 2019-2022 (M\$).....	14
Tableau 9	Composantes du coût de retraite 2019-2022 (M\$).....	14
Tableau 10	CÉR – Coût de retraite (M\$).....	15
Tableau 11	Impact sur le rendement des capitaux propres 2021 (M\$).....	17
Tableau 12	CÉR – Contribution du Producteur - Projet de la Romaine (M\$).....	17
Tableau 13	CÉR – Disjoncteurs PK (M\$).....	18
Tableau 14	CÉR – Rendement à remettre à la clientèle (M\$).....	19
Tableau 15	Soldes de fin 2019-2022 de la base de tarification (M\$).....	20
Tableau 16	Évolution de la base de tarification pour l'année réelle 2019 (M\$).....	20
Tableau 17	Évolution de la base de tarification pour l'année réelle 2020 (M\$).....	21
Tableau 18	Évolution de la base de tarification pour l'année de base 2021 (M\$).....	21
Tableau 19	Évolution de la base de tarification pour l'année témoin 2022 (M\$).....	22
Tableau 20	Mises en service 2019-2022 (M\$).....	22
Tableau 21	Impact des mises en service (M\$).....	23
Tableau 22	Facteurs de glissement appliqués pour les années 2020, 2021 et 2022 (M\$).....	24
Tableau 23	Projets requérant une autorisation spécifique de la Régie (M\$).....	25
Tableau 24	Dépassement de coûts de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la LRÉ (M\$).....	26
Tableau 25	Impact des révisions des durées de vie utile sur la charge d'amortissement (M\$).....	27
Tableau 26	Impact des révisions des durées de vie utile (M\$).....	27
Tableau 27	Évolution des revenus requis du service de transport 2019-2022 (M\$).....	28
Tableau 28	Écarts des dépenses en capital 2019-2020 (M\$).....	34

1 Base d'établissement des revenus requis

1 Selon le mécanisme de réglementation incitative (« MRI ») en vigueur, les revenus requis
2 du Transporteur relatifs aux années 2021 et 2022 continuent d'être établis selon deux
3 méthodes distinctes, conformément aux décisions D-2018-001, D-2019-060 et
4 D-2019-060R. Ainsi, près de 28 % des revenus requis 2021 et près de 30 % des revenus
5 requis 2022 sont établis en fonction de l'application de la Formule d'indexation pour les
6 éléments de coûts couverts par celle-ci, et du Facteur de croissance des activités (C).
7 Les autres composantes des revenus requis, à savoir les Facteurs d'exclusion (Y) et
8 exogènes (Z) ainsi que les différents comptes d'écarts et de reports (« CÉR »), continuent
9 d'être établis sur la base de la méthode du coût de service.

10 Il convient de noter que les totaux et les écarts présentés dans les tableaux des sections
11 suivantes sont parfois calculés à partir de données non arrondies.

2 Établissement des revenus requis 2021 et 2022

12 Le tableau suivant présente l'établissement des revenus requis 2021 et 2022 selon le MRI.

13 Le Transporteur précise que les prévisions des composantes établies selon la méthode du
14 coût de service l'ont été sur la base d'un retour à la normale de ses activités. Toutefois, il
15 demeure à l'affût de l'évolution de la situation en lien avec la pandémie de COVID-19 ainsi
16 que des conséquences qui peuvent en découler et affecter la réalisation de ses activités.

Tableau 1
Revenus requis 2021 et 2022 (M\$)

	2021 (1)	2022 (2)	Source (3)
1 Revenus requis¹	3 434,8	3 311,0	
2 Facteurs Y	2 478,2	2 355,1	
3 Rendement sur la base de tarification	1 504,6	1 404,4	
4 Amortissement	1 100,6	1 104,9	
5 Coût de retraite	(44,3)	(130,6)	
6 Compte d'écarts et de reports lié aux Facteurs Y			
7 Coût de retraite	(82,7)	(23,6)	
8 Facteurs Z	25,7	(8,2)	
9 Comptes d'écarts et de reports liés aux Facteurs Z			
10 Projet poste Manicouagan - Réfection CS24 - Abandon travaux liés au CS24	25,7	-	
11 La Romaine	-	(8,2)	
12 Comptes d'écarts et de reports - Pré-MRI	26,3	25,2	
13 Disjoncteurs PK	26,3	25,2	
14 Compte d'écarts et de reports - Rendement à remettre à la clientèle	(14,1)	-	
15 Coûts couverts par la Formule d'indexation (1-2-8-12-14)	918,7	938,9	
16 Facteur C - Recalibrage au réel 2020	0,1		Section 3.2
17 Coûts couverts par la Formule d'indexation ajustée du recalibrage (15+16)	918,8	938,9	
18 Facteurs d'indexation (19-20)	17,4	51,6	
19 Facteur I	22,6	20,8	Section 3.1
20 Facteurs X + S	5,2	(30,8)	Section 3.1
21 Coûts couverts par la Formule d'indexation (17+18)	936,2	990,5	
22 Facteur C	2,7	5,0	Section 3.2
23 Coûts couverts par la Formule d'indexation et facteur de croissance des activités (21+22)	938,9	995,5	
24 Facteurs Y	2 355,1	2 325,9	
25 Rendement sur la base de tarification	1 404,4	1 331,2	Section 4.1
26 Amortissement	1 104,9	1 150,3	Section 4.2
27 Coût de retraite	(130,6)	(155,6)	Section 4.3
28 Comptes d'écarts et de reports liés aux Facteurs Y			
29 Coût de retraite	(23,6)	-	Section 4.4.1
30 Facteurs Z	(8,2)	8,2	
31 Compte d'écarts et de reports lié aux Facteurs Z			
32 La Romaine	(8,2)	8,2	Section 5.1.2
33 Comptes d'écarts et de reports - Pré-MRI	25,2	-	
34 Disjoncteurs PK	25,2	-	Section 6.1
35 Compte d'écarts et de reports - Rendement à remettre à la clientèle	-	(6,4)	Section 7
36 Revenus requis (23+24+30+33+35)	3 311,0	3 323,2	

¹ Revenus requis autorisés pour 2020 et revenus requis demandés à l'année de base 2021 pour 2022.

3 Coûts couverts par la Formule d'indexation et Facteur de croissance des activités

1 Les éléments de coûts couverts par la Formule d'indexation du Transporteur sont les
 2 charges nettes d'exploitation, taxes, frais corporatifs, achats d'électricité, achats de services
 3 de transport, autres revenus de facturation interne, facturation externe, intérêts reliés au
 4 remboursement gouvernemental et autres composantes du coût des avantages sociaux
 5 futurs, excluant les éléments de coûts traités en Facteur Y ou Z. Les sections 3.1 et 3.2
 6 traitent respectivement de la Formule d'indexation (Point de départ, Facteurs
 7 d'inflation (Facteur I) et de productivité (Facteurs X + S)) ainsi que du Facteur de croissance
 8 des activités (Facteur C).

3.1 Formule d'indexation

9 Le Facteur I est un taux pondéré établi sur la base de deux indices, dont l'un s'applique aux
 10 coûts de catégorie « Masse salariale » et l'autre s'applique aux coûts de catégorie « Autres
 11 coûts ». Les tableaux suivants présentent le calcul du Facteur I pondéré pour 2021 et 2022.

**Tableau 2
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 - annexe 1)	3,10%		
3 IPC Québec (tableau A1-1 - annexe 1)		2,10%	
4 Taux pondéré 2021	1,10%	1,36%	2,45%

**Tableau 3
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 - annexe 1)	4,80%		
3 IPC Québec (tableau A1-2 - annexe 1)		0,80%	
4 Taux pondéré 2022	1,70%	0,52%	2,22%

1 Les coûts couverts par la Formule d'indexation de 918,7 M\$ sont calculés à partir des
 2 revenus requis autorisés 2020 desquels les éléments de coûts propres à 2020 ont été
 3 déduits¹. Ces coûts constituent le point de départ pour l'application de la Formule
 4 d'indexation pour l'année 2021. Le tableau suivant présente le calcul des coûts couverts par
 5 la Formule d'indexation pour 2021, considérant 0,57 % de Facteurs X + S².

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

	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)	1,88%	17,4
5 Facteur I	2,45%	22,6
6 Facteurs X + S	0,57%	5,2
7 Coûts couverts par la Formule d'indexation 2021 (3+4)		936,2

6 Pour l'année 2022, le point de départ pour l'application de la Formule d'indexation
 7 correspond à la somme des coûts couverts par la Formule d'indexation de 936,2 M\$
 8 de 2021³ et du Facteur de croissance des activités de 2,7 M\$ de 2021⁴, soit 938,9 M\$. Le
 9 tableau suivant présente le calcul des coûts couverts par la Formule d'indexation pour 2022,
 10 considérant -3,28%⁵ de Facteurs X + S.

1 Voir lignes 1 à 14 du tableau 1 de la section 2.

2 D-2019-060, [par. 152](#).

3 Voir tableau 4.

4 Voir ligne 22 du tableau 1 de la section 2.

5 Le Transporteur s'en remet à la recommandation de l'expert, The Brattle Group (« Brattle ») retenu pour la réalisation de l'Étude de productivité multifactorielle et applique un Facteur X de -3,38 %. Pour le Facteur S, étant donné les efforts d'efficacité réalisés et constatés au cours des années (voir à cet effet, les balisages et les indicateurs déposés dans ses dossiers tarifaires) tout en maintenant des tarifs sous l'inflation (voir l'évolution des tarifs de transport depuis 2001 ([R-4058-2018-B-0119.pdf](#)), le Transporteur retient la valeur inférieure de la fourchette déterminée par l'étude de Brattle, soit 0,1 %.

Tableau 5
Formule d'indexation 2022 (M\$)

	Taux (%)	M\$
1 Coûts couverts par la Formule d'indexation 2021		938,9
2 Facteurs d'indexation 2022 (3-4)	5,50%	51,6
3 Facteur I	2,22%	20,8
4 Facteurs X+ S	(3,28%)	(30,8)
5 Coûts couverts par la Formule d'indexation 2022 (1+2)		990,5

3.2 Facteur de croissance des activités (Facteur C)

1 Le Facteur C⁶ est basé sur la valeur des mises en service (« MES ») de projets
 2 d'investissement des catégories « Croissance » et « Maintien et amélioration de la qualité
 3 du service »⁷ ainsi que sur l'appendice J des *Tarifs et conditions* qui indique que la valeur
 4 actualisée des charges d'entretien et d'exploitation occasionnées par les ajouts au réseau
 5 sur une période de 20 ans est estimée à 19 % des coûts totaux de l'investissement.

6 Le tableau suivant présente les calculs des Facteurs C pour les années 2021 et 2022, mais
 7 également la mise à jour du Facteur C de l'année 2020 selon les MES réelles
 8 conformément à la décision D-2020-041⁸.

⁶ D-2019-060, [par. 153 et 160](#).

⁷ Projets faisant l'objet d'une demande d'autorisation spécifique en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie⁷ (la « LRÉ »). Le seuil applicable à de tels projets, antérieurement de 25 M\$, est porté à 65 M\$ à compter du 1^{er} août 2019 : *Règlement modifiant le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, D. 789-2019, (2019) 151 G.O.Q. II, 2863, art. 1 et 2.

⁸ D-2020-041, [par. 251](#).

Tableau 6
Facteur C 2020 à 2022 (M\$)

	2020		2021	2022
	D-2020-041 ¹	Réel	Année de base	Année témoin
1 MES des projets en croissance nettes des contributions reçues ou payées²	233,0	256,5	108,3	(1 605,0)
2 Effet des contributions à recevoir pour les ajouts au réseau étant donné que le Transporteur en assume les charges d'entretien et d'exploitation	13,4	(1,5)	(2,4)	1 936,8
3 <i>Agrégation charges-ressources annuelle du Distributeur</i>				965,4
4 <i>Raccordement des centrales du complexe la Romaine du Producteur</i>				965,9
5 <i>Projet de raccordement des clients du Distributeur</i>	14,2	1,0		1,9
6 <i>Autres</i>	(0,8)	(2,5)	(2,4)	3,6
7 Remboursements des postes de départ étant donné que le Transporteur n'en assume pas les charges d'entretien et d'exploitation	(9,4)	(3,0)	(7,6)	-
8 <i>Intégration des projets cogénération biomasse PAÉ 2011-01</i>	(9,4)	(3,4)	(0,7)	
9 <i>Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)</i>			(7,0)	
10 <i>Autres</i>		0,4	0,1	
11 MES des projets en croissance excluant les contributions reçues ou payées (1+2+7)	237,0	252,0	98,3	331,8
12 MES des projets en maintien et amélioration de la qualité du service³	24,5	21,2	85,5	6,0
13 <i>Poste Chénier - Remplacement équipements</i>	10,3		8,2	3,8
14 <i>Reconstruction lignes à 120 kV à Gatineau</i>	7,1	2,6	0,8	
15 <i>Ligne à 735 kV Chamouchouane-Bout-de-l'Île</i>	6,3	15,4	0,2	0,1
16 <i>Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs</i>	0,5	0,4	1,5	
17 <i>Poste Judith-Jasmin</i>	0,3	2,4	0,9	
18 <i>Ligne Micoua - Saguenay</i>			73,1	1,5
19 <i>Autres</i>		0,4	0,8	0,6
20 MES TOTALES (11+12)	261,5	273,2	183,8	337,8
21 Charges d'entretien et d'exploitation en % des MES ⁴	1,475%	1,475%	1,463%	1,491%
22 Facteur de croissance des activités (20 X 21)	3,9	4,0	2,7	5,0

¹ D-2020-041, par. 251.

² Mises en service apparaissant au tableau 6 de la pièce HQT-6, Document 1.

³ Selon une autorisation spécifique en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

⁴ 2020 autorisé: coût moyen pondéré du capital prospectif autorisé à 4,616%.

2020 réel: coût moyen pondéré du capital prospectif autorisé à 4,616%.

2021: coût moyen pondéré du capital prospectif à 4,515%, HQT-4, Document 1, tableau 4.

2022: coût moyen pondéré du capital prospectif à 4,742%, HQT-4, Document 1, tableau 4.

1 La mise à jour du Facteur C est normalement réalisée lorsque les MES réelles sont
 2 connues. Ainsi, comme expliqué dans le dossier R-4058-2018, la mise à jour pour l'année
 3 2020 aurait dû être réalisée lors de la dernière année du MRI⁹, soit lors de l'année
 4 témoin 2022, puisque les MES réelles 2020 ne sont connues qu'au moment du Rapport
 5 annuel à la Régie. Cependant, le Transporteur ayant reporté le dépôt de son dossier
 6 tarifaire 2021, exceptionnellement il est donc en mesure d'intégrer l'ajustement résultant de
 7 la mise à jour du Facteur C de l'année 2020 à ses revenus requis 2021. Cette mise à jour
 8 engendre un montant supplémentaire de 0,1 M\$ à inclure à la Formule d'indexation de
 9 l'année 2021 et déterminé par différence entre 4,0 M\$ au réel vs 3,9 M\$ autorisé.

10 Le montant établi à titre de Coûts couverts par la Formule d'indexation et Facteur de
 11 croissance des activités s'élève donc à 938,9 M\$ pour l'année de base 2021 et à 995,5 M\$
 12 pour l'année témoin 2022.

⁹ R-4058-2018, B-0012, HQT-4, Document 2, [section 4](#).

4 Facteurs Y

- 1 Les montants associés aux Facteurs Y pour l'année témoin 2022 sont entièrement projetés
2 en tenant compte notamment des montants réels et prévisionnels de l'année de base 2021.

4.1 Rendement sur la base de tarification

- 3 Le rendement sur la base de tarification est traité en exclusion¹⁰. Le tableau suivant
4 présente l'évolution du rendement sur la base de tarification sur l'horizon 2019 à 2022.

Tableau 7
Rendement sur la base de tarification 2019-2022 (M\$)

	2019	2020		2021	2022	Base vs D-2020-063 (6) = (4) - (2)	Témoin vs Base (7) = (5) - (4)
	Réel (1)	D-2020-063 (2)	Réel (3)	Année de base (4)	Année témoin (5)		
1 Coût des capitaux empruntés	971,7	958,8	933,9	853,3	776,9	(105,5)	(76,4)
2 Coût des capitaux propres (après partage)	522,4	545,8	549,1	551,1	554,3	5,3	3,2
3 Coût des capitaux propres (avant partage)	522,4	545,8	555,3	551,1	554,3	5,3	3,2
4 Partage de l'écart de rendement	-	-	(6,3)	-	-	-	-
5 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	21 491,7	22 185,1	22 063,9	22 400,9	22 531,4	215,7	130,5
6 Coût moyen pondéré du capital	6,952%	6,782%	6,721%	6,269%	5,908%	-0,512%	-0,361%
7 Coût de la dette	6,459%	6,174%	6,047%	5,442%	4,926%	-0,732%	-0,516%
8 Taux de rendement sur les capitaux propres (après partage)	8,102%	8,200%	8,295%	8,200%	8,200%	0,000%	0,000%
9 Taux de rendement sur les capitaux propres (avant partage)	8,102%	8,200%	8,390%	8,200%	8,200%	0,000%	0,000%
10 Partage de l'écart de rendement	-	-	-0,095%	-	-	0,000%	0,000%
11 RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	1 494,1	1 504,6	1 483,0	1 404,4	1 331,2	(100,2)	(73,2)

- 5 Le détail des paramètres financiers de ce tableau est présenté à la
6 pièce HQT-4, Document 1 et les bases de tarification sont présentées à la section 6.6 de
7 l'annexe 6.

4.2 Amortissement

- 8 À l'instar du rendement sur la base de tarification, la charge d'amortissement est traitée en
9 exclusion¹¹. Le tableau suivant présente l'évolution de la charge d'amortissement sur
10 l'horizon 2019 à 2022.

¹⁰ D-2018-001, [par. 295](#).

¹¹ D-2018-001, [par. 295](#).

**Tableau 8
Amortissement 2019-2022 (M\$)**

	2019	2020		2021	2022	Base vs D-2020-063 (6) = (4) - (2)	Témoïn vs Base (7) = (5) - (4)
	Réel (1)	D-2020-063 (2)	Réel (3)	Année de base (4)	Année témoïn (5)		
1 Immobilisations corporelles en exploitation	985,3	1 027,3	1 020,2	1 028,7	1 078,5	1,4	49,8 ¹
2 Actifs incorporels	23,7	18,4	20,5	27,6	26,4	9,2 ²	(1,2)
3 Actifs réglementaires	3,3	4,1	3,9	4,1	4,4	-	0,3
4 Retraits d'actifs (voir annexe 2)	38,6	61,2	32,3	54,3	52,6	(6,9)	(1,7)
5 Radiation de projets	17,8	10,0	12,1	10,0	10,0	-	-
6 Frais reportés	(21,2)	(20,4)	(19,3)	(19,8)	(21,6)	0,6	(1,8)
7 AMORTISSEMENT	1 047,5	1 100,6	1 069,7	1 104,9	1 150,3	4,3	45,4

¹ S'explique essentiellement par l'amortissement découlant des mises en service réalisées en 2020 ainsi que de celles prévues en 2021 et 2022.

² S'explique essentiellement par l'amortissement découlant des mises en service réalisées en 2020 ainsi que de celles prévues en 2021.

4.3 Coût de retraite

- 1 Le tableau suivant présente l'évolution des composantes du coût de retraite du Transporteur sur l'horizon 2019 à 2022.

**Tableau 9
Composantes du coût de retraite 2019-2022 (M\$)**

	2019	2020			2021	2022	Base vs D-2020-063 reclassé (8) = (6) - (4)	Témoïn vs Base (9) = (7) - (6)
	Réel (1)	D-2020-063 (2)	Ajustement organisationnel ¹ (3)	D-2020-063 reclassé (4)	Réel (5)	Année de base (6)		
1 Masse salariale	72,4	107,5	(0,3)	107,2	99,9	114,0	6,8	(3,4)
2 Charges de services partagés	28,3	41,5	0,3	41,8	41,8	50,6	8,8	1,2
3 Coûts capitalisés	(15,0)	(23,9)	-	(23,9)	(18,7)	(21,3)	2,6	0,6
4 Autres composantes des avantages sociaux futurs	(213,9)	(175,1)	-	(175,1)	(195,9)	(279,4)	(104,3)	(23,7)
5 Frais corporatifs	3,9	5,7	-	5,7	4,8	5,5	(0,2)	0,3
6 COÛT DE RETRAITE	(124,3)	(44,3)	-	(44,3)	(68,1)	(130,6)	(86,3)	(25,0)

¹ Reclassements suite aux ajustements organisationnels apportés à l'année 2020 mentionnés au rapport annuel à la Régie 2020 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, p. 5..

- 3 L'annexe 3 présente les composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec ainsi que les
- 4 hypothèses actuarielles utilisées pour son évaluation¹².

4.4 Compte d'écarts et de reports lié aux Facteurs Y

4.4.1 Coût de retraite

- 5 Le tableau suivant détaille l'évolution du CÉR - Coût de retraite.

¹² D-2014-035, [par. 262](#).

Tableau 10
CÉR – Coût de retraite (M\$)

Hors base de tarification	2018	2019							2020							Solde du compte (16)=(1)+(8)+(15)	Impact revenus requis (17)
	Total (1)	Masse salariale (2)	Charges de services partagés (3)	Coûts capitalisés (4)	Autres composantes (5)	Frais corporatifs (6)	Intérêts (7)	Total (8) = (2) à (7)	Masse salariale (9)	Charges de services partagés (10)	Coûts capitalisés (11)	Autres composantes (12)	Frais corporatifs (13)	Intérêts (14)	Total (15) = (9) à (14)		
Solde au 31 décembre 2018	0,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,1)	
Opérations en 2019																	
Écart résiduel 2017 versé aux revenus requis 2019																	1,7
Écart 2018 versé aux revenus requis 2019	(2,7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,7)
Écart 2019																	
D-2019-058 ¹		83,0	32,9	(19,7)	(145,7)	4,2	-	(45,3)									(45,3)
Réel 2019		72,4	28,3	(15,0)	(213,9)	3,9	(1,2)	(125,5)									(125,5)
Écart		(10,6)	(4,6)	4,7	(68,2)	(0,3)	(1,2)	(80,2)									(80,2)
Solde au 31 décembre 2019	(2,1)	(10,6)	(4,6)	4,7	(68,2)	(0,3)	(1,2)	(80,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	(82,3)
Opérations en 2020																	
Écart résiduel 2018 versé aux revenus requis 2020	2,1																2,1
Écart 2019 versé aux revenus requis 2020		9,7	4,3	(3,3)	68,4	0,3	1,2	80,6									80,6
Écart 2020																	-
D-2020-063 ²									107,2	41,8	(23,9)	(175,1)	5,7		(44,3)		(44,3)
Réel 2020									99,9	41,8	(18,7)	(195,9)	4,8	(0,2)	(68,3)		(68,3)
Écart									(7,3)	-	5,2	(20,8)	(0,9)	(0,2)	(24,0)		(24,0)
Solde au 31 décembre 2020	-	(0,9)	(0,3)	1,4	0,2	-	-	0,4	(7,3)	-	5,2	(20,8)	(0,9)	(0,2)	(24,0)	-	(23,6)
Opérations en 2021																	
Écart résiduel 2019 versé aux revenus requis 2021																	0,4
Écart 2020 versé aux revenus requis 2021																	(24,0)
Solde au 31 décembre 2021	-	-	-	-	-	-	-	-	7,3	-	(5,2)	20,8	0,9	0,2	24,0	-	(23,6)

¹ Décision intégrant les ajustements organisationnels apportés à l'année 2019 mentionnés au rapport annuel à la Régie 2019 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, p. 5.

² Décision intégrant les ajustements organisationnels apportés à l'année 2020 mentionnés au rapport annuel à la Régie 2020 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, p. 5.

5 Facteurs Z

- 1 Les montants associés aux Facteurs Z pour l'année de base 2021 sont projetés en tenant
2 compte des montants réels et prévisionnels de l'année, ceux de l'année témoin 2022 sont
3 projetés tenant compte de l'année de base 2021.

5.1 Comptes d'écarts et de reports liés aux Facteurs Z

5.1.1 *Projet poste Manicouagan – Réfection CS24 – Abandon des travaux liés au CS23*

- 4 Le compte est soldé au 31 décembre 2020 à la suite de la décision D-2020-063¹³.
5 L'annexe 4 présente l'évolution du CÉR.

5.1.2 *Projet de la Romaine*

- 6 Comme précisé à la section 5.2 de la pièce HQT-3, Document 1, selon la décision
7 D-2020-041¹⁴, le Transporteur demande à la Régie la création d'un CÉR au 1^{er} août 2021
8 correspondant à la portion relative au rendement sur les capitaux propres associé au
9 montant de la base de tarification qui excède le montant maximal pouvant être assumé par
10 le Transporteur en vertu des *Tarifs et conditions*, pour l'ensemble du projet d'intégration au
11 réseau de transport des centrales du complexe de la Romaine (« projet de la Romaine »).
- 12 Le tableau suivant détaille la méthode de détermination du rendement sur les capitaux
13 propres porté au CÉR en 2021 selon les données projetées.

¹³ D-2020-063, [par. 95](#).

¹⁴ D-2020-041, [par. 373](#).

Tableau 11
Impact sur le rendement des capitaux propres 2021 (M\$)

	Avant proposition du Transporteur	Proposition du Transporteur ¹	Excédent
1 Décembre	1 638,1	1 638,1	-
2 Janvier	1 638,1	1 638,1	-
3 Février	1 637,8	1 637,8	-
4 Mars	1 637,8	1 637,8	-
5 Avril	1 637,8	1 637,8	-
6 Mai	1 637,8	1 637,8	-
7 Juin	1 637,9	1 637,9	-
8 Juillet	1 637,9	1 637,9	-
9 Août	1 637,9	770,4	867,5
10 Septembre	1 637,9	770,4	867,5
11 Octobre	1 637,9	770,4	867,5
12 Novembre	1 637,9	770,4	867,5
13 Décembre	1 637,9	770,4	867,5
14 Total (1 à 13)	21 292,7	16 955,0	4 337,6
15 Moyenne 13 soldes (14 ÷ 13 mois)	1 637,9	1 304,2	333,7
16 Taux de rendement sur les capitaux propres	8,20%	8,20%	8,20%
17 Rendement sur les capitaux propres (15 X 16 X 30%)	40,3	32,1	8,2

¹ Selon le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur en vertu des *Tarifs et conditions* de 923,8 M\$ moins les coûts d'exploitation et d'entretien de 153,4 M\$ applicables sur la contribution du Producteur pour les mois d'août à décembre.

- 1 Le tableau suivant détaille l'évolution du CÉR à la suite de la comptabilisation du montant de 8,2 M\$.
- 2

Tableau 12
CÉR – Contribution du Producteur - Projet de la Romaine (M\$)

	2021	Solde du compte	Impact revenus requis
	(1)	(2)	(3)
1 Hors base de tarification			
2 Solde au 31 décembre 2020	-	-	-
3 Opérations en 2021			
4 Écart 2021	8,2	8,2	
5 Intérêts	0,0	0,0	
6 Versé aux revenus requis 2021	-	-	
7 Solde au 31 décembre 2021	8,2	8,2	-
8 Opérations en 2022			
9 Intérêts	-	-	
10 Versé aux revenus requis 2022	(8,2)	(8,2)	8,2
11 Solde au 31 décembre 2022	-	-	8,2

- 3 Comme précisé à la section 5.2 de la pièce HQT-3, Document 1, le Transporteur propose la disposition du solde de ce compte dans ses revenus requis 2022.
- 4

- 1 Pour l'année 2022, aucun montant additionnel n'est comptabilisé au CÉR puisque la
2 disposition de celui-ci est prévue dans cette même année.

6 Comptes d'écarts et de reports – Pré-MRI

6.1 Disjoncteurs PK

- 3 Le tableau suivant présente l'évolution du CÉR - Disjoncteurs PK¹⁵.

Tableau 13
CÉR – Disjoncteurs PK (M\$)

	2016	2017	Solde du compte	Impact revenus requis
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)
1 Hors base de tarification				
2 Solde au 31 décembre 2018	31,2	44,7	75,9	
3 Opérations en 2019				
4 Intérêts	0,7	1,0	1,6	
5 Versé aux revenus requis 2019	(11,0)	(15,7)	(26,6)	
6 Solde au 31 décembre 2019	20,9	30,0	50,9	
7 Opérations en 2020				
8 Intérêts	0,2	0,3	0,6	
9 Versé aux revenus requis 2020	(10,8)	(15,5)	(26,3)	
10 Solde au 31 décembre 2020	10,4	14,9	25,2	
11 Opérations en 2021				
12 Intérêts	-	-	-	
13 Versé aux revenus requis 2021	(10,4)	(14,9)	(25,2)	25,2
14 Solde au 31 décembre 2021	-	-	-	25,2

6.2 Projet de remplacement des systèmes de conduite des réseaux de transport et de distribution

- 4 Dans la décision D-2019-042¹⁶, la Régie a autorisé la création d'un CÉR provisoire, hors
5 base de tarification et portant intérêts, pour y comptabiliser tous les coûts qui n'auront pu
6 être reflétés dans les revenus requis en lien avec les coûts capitalisables d'avant-projet du
7 projet de remplacement des systèmes de conduite des réseaux de transport et de
8 distribution (« SCR »), et ce, à compter de la date du dépôt de la demande initiale, soit
9 le 21 juin 2018.
- 10 Le Transporteur confirme qu'au 31 décembre 2019, aucun montant n'a été comptabilisé
11 dans ce compte. Ce CÉR est donc fermé.

¹⁵ D-2016-077, [par. 55 et 56](#), D-2016-174, [par. 82](#), D-2017-021, [par. 159](#).

¹⁶ D-2019-042, R-4047-2018 Phase 1, [par. 71](#).

7 Compte d'écarts et de reports - Rendement à remettre à la clientèle

1 Le tableau suivant présente l'évolution du CÉR - Rendement à remettre à la clientèle¹⁷.

Tableau 14
CÉR – Rendement à remettre à la clientèle (M\$)

	2017	2018	2020	Solde du compte	Impact revenus requis
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) + (2) + (3)	(5)
1 Hors base de tarification					
2 Solde au 31 décembre 2018	(28,2)	(13,7)		(41,9)	-
3 Opérations en 2019					
4 Intérêts	-	(0,4)		(0,4)	
5 Versé aux revenus requis 2019	28,2	-		28,2	
6 Solde au 31 décembre 2019	-	(14,1)		(14,1)	-
7 Opérations en 2020					
8 Écart 2020			(6,3)	(6,3)	
9 Intérêts	-	-	-	-	
10 Versé aux revenus requis 2020	-	14,1	-	14,1	
11 Solde au 31 décembre 2020	-	-	(6,3)	(6,3)	-
12 Opérations en 2021					
13 Intérêts	-	-	(0,1)	(0,1)	
14 Versé aux revenus requis 2021	-	-	-	-	-
15 Solde au 31 décembre 2021	-	-	(6,4)	(6,4)	-
16 Opérations en 2022					
17 Intérêts	-	-	-	-	
18 Versé aux revenus requis 2022	-	-	6,4	6,4	(6,4)
19 Solde au 31 décembre 2022	-	-	-	-	(6,4)

8 Coûts non récurrents

Les coûts non récurrents n'ont été reconnus par la Régie que pour l'année 2019. Les coûts réels 2019 ont été détaillés dans le cadre du Rapport annuel 2019 du Transporteur¹⁸.

9 Évolution de la base de tarification 2019-2022

9.1 Évolution et composantes de la base de tarification 2019-2022

2 Les tableaux suivants¹⁹ présentent le sommaire de l'évolution des différentes composantes
3 de la base de tarification sur l'horizon 2019 à 2022.

¹⁷ D-2014-034, [par. 381 et 385](#).

¹⁸ B-0005, HQT-2, Document 2, [p. 7](#).

¹⁹ Certains tableaux présentent les soldes au 31 décembre permettant de faciliter l'explication de l'évolution année après année, malgré le fait que la valeur des actifs utilisés pour calculer les revenus requis corresponde à la moyenne des 13 soldes mensuels d'une année.

Tableau 15
Soldes de fin 2019-2022 de la base de tarification (M\$)

	2019	2020		Réal vs D-2020-063 (4) = (3) - (2)	2021	2022
	Réal (1)	D-2020-063 (2)	Réal (3)		Année de base (5)	Année témoin (6)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 125,7	22 521,0	22 240,4	Note 1 (280,6)	22 526,6	22 878,5
2 Actifs incorporels	502,2	487,2	541,5	Note 2 54,3	545,3	567,3
3 Autres actifs	(569,8)	(586,3)	(545,5)	40,9	(522,3)	(2 435,9)
4 Fonds de roulement	255,4	255,2	273,6	18,3	301,2	297,1
5 Réduction globale 13 soldes	-	(150,0)	-	150,0	-	-
6 Total	22 313,4	22 527,1	22 510,1	(17,0)	22 850,9	21 307,0

Note 1: S'explique principalement par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.

Note 2: S'explique principalement par des MES supérieures pour des projets ne requérant pas une autorisation spécifique de la Régie.

Tableau 16
Évolution de la base de tarification pour l'année réelle 2019 (M\$)

	31 déc. 2018 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2019 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	20 915,5	2 241,3	(985,3)	(39,2)	Note 1 (6,5)	22 125,7
2 Actifs incorporels	479,6	31,5	(23,7)	-	Note 2 14,8	502,2
3 Autres actifs	(545,5)	4,3	18,0	-	(46,6)	(569,8)
4 Actifs réglementaires	14,3	6,1	(3,3)	-	-	17,2
5 Contributions internes et autres	(602,4)	(1,8)	21,2	-	(4,0)	(587,0)
6 Remboursement gouvernemental	42,6	-	-	-	Note 3 (42,6)	-
7 Fonds de roulement	233,3	-	-	-	22,1	255,4
8 Encaisse réglementaire	66,4	-	-	-	(1,8)	64,6
9 Matériaux, combustible et fournitures	133,6	-	-	-	Note 4 19,9	153,5
10 Actifs stratégiques	33,3	-	-	-	3,9	37,2
11 Total	21 082,9	2 277,1	(991,1)	(39,2)	(16,2)	22 313,4

Principaux éléments de variation des actifs autres que mises en service, amortissement et retraits :

Note 1: Reclassement aux actifs incorporels (15,1) M\$; Coûts et réévaluation des coûts pour le démantèlement, l'enlèvement et la remise en état de sites visés par la cessation prévue des activités de transformation sur leur site actuel 8,6 M\$.

Note 2: Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation 15,1 M\$.

Note 3: Montant remboursé en mars 2019.

Note 4: Lié à la croissance des besoins et prenant en compte le moment d'achat et d'utilisation des matériaux.

Tableau 17
Évolution de la base de tarification pour l'année réelle 2020 (M\$)

	31 déc. 2019 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2020 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 125,7	1 155,2	(1 020,2)	(26,2)	Note 1 5,9	22 240,4
2 Actifs incorporels	502,2	60,4	(20,5)	-	Note 2 (0,6)	541,5
3 Autres actifs	(569,8)	5,0	16,6	(0,5)	3,2	(545,5)
4 Actifs réglementaires	17,2	3,0	(3,5)	(0,5)	-	16,2
5 Contributions internes et autres	(587,0)	2,0	20,1	-	3,2	(561,6)
6 Remboursement gouvernemental	-	-	-	-	-	-
7 Fonds de roulement	255,4	-	-	-	18,3	273,6
8 Encaisse réglementaire	64,6	-	-	-	4,3	68,9
9 Matériaux, combustible et fournitures	153,5	-	-	-	Note 3 9,4	162,9
10 Actifs stratégiques	37,2	-	-	-	4,6	41,8
11 Total	22 313,4	1 220,6	(1 024,1)	(26,7)	26,8	22 510,1

Principaux éléments de variation des actifs autres que mises en service, amortissement et retraits :

Note 1: Coûts et réévaluation des coûts pour le démantèlement, l'enlèvement et la remise en état de sites visés par la cessation prévue des activités de transformation sur leur site actuel 5,8 M\$.

Note 2: Reclassement vers les immobilisations corporelles en exploitation 0,6 M\$.

Note 3: Lié à la croissance des besoins et prenant en compte le moment d'achat et d'utilisation des matériaux.

Tableau 18
Évolution de la base de tarification pour l'année de base 2021 (M\$)

	31 déc. 2020 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2021 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 240,4	1 368,4	(1 028,7)	(54,3)	0,8	22 526,6
2 Actifs incorporels	541,5	31,4	(27,6)	-	-	545,3
3 Autres actifs	(545,5)	7,5	15,7	-	(0,1)	(522,3)
4 Actifs réglementaires	16,2	2,3	(4,1)	-	(0,1)	14,3
5 Contributions internes et autres	(561,6)	5,2	19,8	-	-	(536,6)
6 Remboursement gouvernemental	-	-	-	-	-	-
7 Fonds de roulement	273,6	-	-	-	27,6	301,2
8 Encaisse réglementaire	68,9	-	-	-	(4,2)	64,7
9 Matériaux, combustible et fournitures	162,9	-	-	-	Note 1 35,1	198,0
10 Actifs stratégiques	41,8	-	-	-	(3,3)	38,5
11 Total	22 510,1	1 407,3	(1 040,6)	(54,3)	28,3	22 850,9

Principal élément de variation des actifs autres que mises en service, amortissement et retraits :

Note 1: Augmentation découlant du report de certains projets ainsi que des difficultés d'approvisionnement en situation de pandémie.

Tableau 19
Évolution de la base de tarification pour l'année témoin 2022 (M\$)

	31 déc. 2021 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2022 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 526,6	1 483,0	(1 078,5)	(52,6)	0,1	22 878,5
2 Actifs incorporels	545,3	48,4	(26,4)	-	-	567,3
3 Autres actifs	(522,3)	(1 930,9)	17,2	-	-	(2 435,9)
4 Actifs réglementaires	14,3	5,9	(4,4)	-	-	15,8
5 Contributions internes et autres	(536,6)	(1 936,8)	21,6	-	-	(2 451,8)
6 Fonds de roulement	301,2	-	-	-	(4,1)	297,1
7 Encaisse réglementaire	64,7	-	-	-	0,5	65,2
8 Matériaux, combustible et fournitures	198,0	-	-	-	(3,8)	194,2
9 Actifs stratégiques	38,5	-	-	-	(0,8)	37,7
10 Total	22 850,9	(399,5)	(1 087,7)	(52,6)	(4,0)	21 307,0

- 1 Les données détaillées supportant cette évolution sont présentées dans les sections 6.1 à
2 6.5 de l'annexe 6.

9.2 Suivi des mises en service

9.2.1 Analyse des projections relatives aux mises en service

- 3 Le tableau suivant présente l'évolution des MES sur l'horizon 2019 à 2022.

Tableau 20
Mises en service 2019-2022 (M\$)

	2019			2020			2021	2022
	D-2019-058	Réel	Variation	D-2020-063	Réel	Variation	Année de base	Année témoin
Mises en service totales	2 084,9	2 277,1	192,2	1 428,6	1 220,6	(208,0)	1 407,3	(399,5)
			9,2%			-14,6%		

- 4 Pour l'année 2019²⁰, la variation des MES de +9,2 % entre le réel et l'autorisé est
5 principalement causée par les projets de la Ligne Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur,
6 de la Ligne à 735 kV Chamouchouane – Bout de l'Île et de la sécurisation des postes. Pour
7 ces projets, des changements importants dans la séquence et la réalisation des travaux ont
8 occasionné des reports de MES de l'année 2018 à 2019 ainsi que des augmentations de
9 coûts.

- 10 Pour l'année 2020²¹, la variation de -14,6 % entre le réel et l'autorisé découle principalement
11 du report de mises en service aux années 2021 et 2022, résultant du ralentissement de la
12 cadence des travaux sur les chantiers causé par la crise sanitaire. Dans le cas particulier du

²⁰ Rapport annuel 2019 du Transporteur, B-0005, HQT-2, Document 2, [tableau 17](#).

²¹ Rapport annuel 2020 du Transporteur, B-0005, HQT-2, Document 2, [tableau 16](#).

- 1 projet du Poste Némiscau – réfection du complexe résidentiel, ce sont des délais importants
 2 dans le processus d’appel d’offres pour le centre communautaire qui ont entraîné le report
 3 de la mise en service de 2020 à 2022.
- 4 Les tableaux A6.7-1 à A6.7-4 de l’annexe 6 présentent respectivement les montants
 5 associés aux MES réelles 2019 et 2020 et projetées pour l’année de base 2021 et pour
 6 l’année témoin 2022, en isolant par projet celles d’une valeur supérieure à 5 M\$.
- 7 Le tableau suivant présente l’impact global des MES sur les revenus requis incluant
 8 l’amortissement lié à la base de tarification.

Tableau 21
Impact des mises en service (M\$)

	Écarts Réel vs Décision			
	2017 (1)	2018 (2)	2019 (3)	2020 (4)
1 Écarts Base de tarification (BT 13 soldes)	(399,3)	(261,4)	172,1	(121,3)
2 A) Rendement sur la BT	(10,1)	0,8	(1,6)	(27,9)
3 Coût des capitaux empruntés	(0,3)	7,3	(5,8)	(24,9)
4 Coût des capitaux propres ¹	(9,8)	(6,5)	4,2	(3,0)
5 B) Amortissement lié à la BT	(36,4)	(45,3)	(8,6)	(39,8)
6 Impact total (A + B)	(46,5)	(44,5)	(10,2)	(67,7)
7 % écart vs revenus requis autorisés	-1,4%	-1,3%	-0,3%	-2,0%

Note 1: En fonction du taux autorisé

- 9 Les données présentées démontrent que le Transporteur maintient, pendant ces quatre
 10 années, un degré élevé de précision de la base de tarification autorisée ayant servi de base
 11 à l’établissement des tarifs. Les détails sont présentés au tableau A6.8-1 de l’annexe 6.

9.2.2 Acuité des prévisions

12 En 2021, les améliorations du Transporteur quant à l’acuité de ses prévisions de MES se
 13 concrétisent essentiellement par la poursuite de la consolidation des mesures déployées en
 14 2018. Le Transporteur rappelle succinctement leur teneur :

- 15 • Déploiement d’indicateurs de performance mesurant le respect des cibles
 16 mensuelles de MES et d’heures projets planifiées. Ces indicateurs sont suivis lors
 17 d’une revue mensuelle et des actions de redressement sont effectuées en cas
 18 d’écarts ;
- 19 • Renforcement de la structure de coordination des projets, notamment :

- 1 - Nomination de chefs « Réalisation de projets » pour mieux structurer,
 - 2 coordonner et prendre les décisions concernant les projets.
 - 3 - Mise en place d'un comité d'arbitrage et de validation de la priorisation des
 - 4 retraits nécessaires pour la réalisation des projets par une tour de contrôle
 - 5 dédiée.
- 6 L'ensemble de ces mesures visent à favoriser la réalisation des MES prévues.

7 **Facteur de glissement**

8 Le facteur de glissement permet de considérer les événements particuliers pouvant survenir
 9 en cours de réalisation des travaux de construction d'un projet et pour lesquels le
 10 Transporteur peut être amené, malgré les efforts de gestion pour éviter de telles situations,
 11 à reporter ou devancer les MES de certains projets.

12 Au cours des dernières années, le Transporteur a mis en place plusieurs mesures pour
 13 améliorer l'acuité de ses prévisions de MES. L'ensemble de ces mesures contribuent à
 14 réduire le facteur de glissement pris en compte aux fins de l'établissement de ses prévisions
 15 de MES dans l'intervalle 2020 et 2022.

16 Le tableau suivant²² présente les facteurs de glissement appliqués pour les années 2020,
 17 2021 et 2022.

Tableau 22
Facteurs de glissement appliqués pour les années 2020, 2021 et 2022 (M\$)

Mises en service	Année témoin 2020 (1)	Année base 2021 (2)	Écarts 2021 / 2020 (3) = (2) - (1)	Année témoin 2022 (4)	Écarts 2022 / 2021 (5) = (4) - (2)
1 Mises en service (MES) prévues	1 743,6	1 600,3	(143,3)	(119,6)	(1 719,9)
2 Moins: MES projet de Raccordement du complexe la Romaine - Contribution du Producteur	-	-	-	(965,9)	(965,9)
Moins: MES Agrégation charges - ressources annuelles - Contribution du Distributeur	-	-	-	(965,4)	(965,4)
3 MES prévues excluant contributions Romaine et Agrégation charges - ressources annuelles	1 743,6	1 600,3	(143,3)	1 811,7	211,4
4 Moins: Facteur de glissement	315,0	193,0	(122,0)	280,0	87,0
5 lié aux projets - autorisation spécifique Régie	15,0	-	(15,0)	15,0	15,0
6 lié aux projets - autres	300,0	193,0	(107,0)	265,0	72,0
7 En % versus MES prévues excluant contributions Romaine et Agrégation charges - ressources	18,1%	12,1%	-6,0%	15,5%	3,4%
8 MES prévues dans les demandes tarifaires	1 428,6	1 407,3	(21,3)	(399,6)	(1 806,9)
9 MES prévues excluant contributions Romaine et Agrégation charges - ressources annuelles	1 428,6	1 407,3	(21,3)	1 531,7	124,4

18 Le Transporteur établit un facteur de glissement global pour couvrir l'ensemble des
 19 impondérables pouvant conduire à un glissement. Le facteur de glissement s'applique sur
 20 l'ensemble des projets et est inclus dans la section « Autres mises en service » des projets

²² D-2018-021, [par. 483 à 485](#).

1 requérant une autorisation spécifique de la Régie ainsi que des projets autres du tableau
2 A6.7-3 et A6.7-4 de l'annexe 6.

3 Le Transporteur considère que l'ensemble des MES prévues des projets majeurs pour
4 l'année de base 2021 et l'année témoin 2022²³ ont une forte probabilité de réalisation et est
5 confiant de réaliser le niveau des MES prévues pour les années 2021 et 2022.

9.2.3 Autorisations relatives aux mises en service

6 Les MES projetées pour l'année de base 2021 et pour l'année témoin 2022²⁴ incluent celles
7 des projets requérant une autorisation spécifique de la Régie en date du dépôt de la
8 demande tarifaire, tel que présentées au tableau suivant.

Tableau 23
Projets requérant une autorisation spécifique de la Régie (M\$)

	Projet	MES 2021	13 soldes 2021	MES 2022	13 soldes 2022
1	Remplacement automatisme RPTC	26,5	4,0	24,6	31,7
2	Poste Chibougamau - Remplacement compensateurs statiques	-	-	64,9	5,3
3	Conversion axe Saraguay - Aqueduc 120 à 315 kV	-	-	24,3	1,9

9 Dans l'éventualité où l'un ou l'autre de ces projets ne serait pas autorisé par la Régie avant
10 le dépôt de la mise à jour des données afférentes aux revenus requis demandée à la suite
11 de la décision préliminaire qu'elle rendra sur la présente demande tarifaire, les montants
12 afférents aux MES ci-dessus mentionnées seront retranchés des revenus requis de l'année
13 de base 2021 et/ou de l'année témoin 2022.

14 En ce qui concerne les projets d'investissement ne requérant pas une autorisation
15 spécifique de la Régie, le Transporteur fournit à celle-ci, à chacune de ses demandes
16 d'autorisation, un historique de la réalisation des enveloppes de projets qu'elle a
17 antérieurement autorisées, ce qui lui permet d'en apprécier l'évolution.

9.2.4 Dépassements de coûts de projets ayant requis une autorisation spécifique en vertu de l'article 73 de la LRÉ

18 Le tableau 24 présente le suivi des coûts de réalisation des projets ayant requis une
19 autorisation spécifique en vertu de l'article 73 de la LRÉ et qui ont fait l'objet d'un suivi

²³ Tableaux A6.7-3 et A6.7-4 de l'annexe 6.

²⁴ Tableaux A6.7-3 et A6.7-4 de l'annexe 6.

- 1 administratif à la Régie puisqu'ils dépassent de plus de 15 % la valeur initialement autorisée
- 2 et pour lesquels une MES est réalisée en 2019 ou 2020, sinon prévue en 2021 ou 2022²⁵.

Tableau 24
Dépassement de coûts de projets autorisés en vertu de l'article 73 de la LRÉ (M\$)

Projets	Décision Régie	Valeur autorisée Régie	Valeur autorisée HQ ¹	Prévision ²	Mise en service finale réelle et prévue	Suivi administratif
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur (R-3960-2016)	D-2016-130	98,0	119,1	128,6	2019	31 mai 2019
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur (R-3960-2016)	D-2016-130	98,0	119,1	128,6	2019	29 mai 2020
Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur (R-3960-2016)	D-2016-130	98,0	119,1	128,6	2019	31 mai 2021
Reconstruction de lignes à 120kV à Gatineau (R-4016-2017)	D-2018-028	51,6	66,7	66,0	2020	28 janvier 2021
Construction d'une nouvelle section à 120 kV et au remplacement d'un transformateur à 230-120 kV au poste de la Chaudière (R-4023-2017)	D-2018-051	47,4	58,6	58,6	2021	22 avril 2021
Construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay (R-4052-2018)	D-2019-087	792,7	1000,8	1000,8	2023	31 mai 2021
Remplacement de transformateurs à 315-120 kV et l'ajout d'une section à la 25 kV au poste La Prairie (R-4029-2017)	D-2018-059	57,3	45,1	42,5	2022	31 mai 2021
Reconstruction d'une ligne souterraine entre les postes Beaumont et Dorchester (R-4071-2018)	D-2019-039	25,6	34,2	34,2	2021	8 avril 2020

Note 1: Correspond à la nouvelle valeur autorisée par la PDG et/ou au Conseil d'administration d'HQ puisqu'elle dépasse de plus de 15% la valeur initialement autorisée par ceux-ci.

Note 2: Correspond à la nouvelle prévision du projet telle que fournie à l'état d'avancement des projets majeurs du dernier rapport annuel (Rapport annuel 2020 du Transporteur, B-0016, HQT-6 Document1).

- 3 Les suivis administratifs respectifs des projets visés sont annexés à la présente pièce²⁶.

9.3 Révisions des durées de vie utile

- 4 Le tableau 25 présente le détail des impacts sur la charge d'amortissement découlant des
- 5 révisions des durées de vie utile apportées par le Transporteur en 2019 et en 2020 ainsi que
- 6 celles qu'il compte, à ce jour, compléter en 2021 et 2022²⁷.

²⁵ D-2017-021, [par. 364 et 365](#)

²⁶ Annexe 6.9.

²⁷ D-2002-95, [p. 91](#).

Tableau 25
Impact des révisions des durées de vie utile sur la charge d'amortissement (M\$)

Catégorie et désignation	Année du changement	Ancienne durée de vie utile	Nouvelle durée de vie utile	Impact sur la charge d'amortissement			
				Année historique 2019	Année historique 2020	Année de base 2021	Année témoin 2022
1 21255 - Clôtures et barrières à ouverture manuelle	2020	25	35	0,0	(0,3)	(1,1)	(1,0)
2 21662 - Mise à la terre « MALT hors-sol »	2020	40	35	0,0	0,6	1,3	1,6
3 Total				0,0	0,3	0,2	0,6

- 1 Le tableau 26 présente l'impact des révisions des durées de vie utile sur les revenus requis
 2 de l'année de base 2021 et de l'année témoin 2022. Pour les deux années, ces impacts
 3 sont peu significatifs en regard des revenus requis du Transporteur.

Tableau 26
Impact des révisions des durées de vie utile (M\$)

	<u>2021</u>	<u>2022</u>
1 Rendement sur la base de tarification	0,0	0,0
2 Base de tarification ^{Note 1}	(0,4)	(0,8)
3 Taux moyen du coût du capital	6,269%	5,908%
4 Amortissement	0,2	0,6
5 Impact sur les revenus requis	0,2	0,6

Note 1: Effet sur l'amortissement cumulé considérant chacune des années affectées depuis la modification de la durée de vie utile.

10 Évolution des revenus requis

1 Le tableau suivant présente l'évolution des revenus requis du Transporteur.

Tableau 27
Évolution des revenus requis du service de transport 2019-2022 (M\$)

	2019	2020			2021	2022	Base vs D-2020-063 reclassé (8) = (6) - (4)	Témoin vs Base (9) = (7) - (6)	
	Réel ¹ (1)	D-2020-063 (2)	Ajustement organisationnel ² (3)	D-2020-063 reclassé (4)	Réel (5)	Année de base (6)			Année témoin (7)
1 COÛTS COUVERTS PAR LA FORMULE D'INDEXATION ET FACTEUR DE CROISSANCE DES ACTIVITÉS	918,6	918,7		918,7	964,9	938,9	995,5	20,2	56,6
2 FACTEURS Y	2 497,3	2 478,2	-	2 478,2	2 425,7	2 355,1	2 325,9	(123,1)	(29,2)
3 Rendement sur la base de tarification	1 494,1	1 504,6	-	1 504,6	1 483,0	1 404,4	1 331,2	(100,2)	(73,2)
4 Coût des capitaux empruntés	971,7	958,8	-	958,8	933,9	853,3	776,9	(105,5)	(76,4)
5 Coût des capitaux propres (après partage)	522,4	545,8	-	545,8	549,1	551,1	554,3	5,3	3,2
6 Coût des capitaux propres (avant partage)	522,4	545,8	-	545,8	553,3	551,1	554,3	5,3	3,2
7 Partage de l'écart de rendement	-	-	-	-	(6,3)	-	-	-	-
8 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	21 491,7	22 185,1		22 185,1	22 063,9	22 400,9	22 531,4	215,7	130,5
9 Coût moyen pondéré du capital	6,952%	6,782%		6,782%	6,721%	6,269%	5,908%	-0,512%	-0,361%
10 Coût de la dette	6,459%	6,174%		6,174%	6,047%	5,442%	4,926%	-0,732%	-0,516%
11 Taux de rendement sur les capitaux propres (après partage)	8,102%	8,200%		8,200%	8,295%	8,200%	8,200%	0,000%	0,000%
12 Taux de rendement sur les capitaux propres (avant partage)	8,102%	8,200%		8,200%	8,390%	8,200%	8,200%	0,000%	0,000%
13 Partage de l'écart de rendement	-	-	-	-	-0,095%	-	-	-	-
14 Amortissement	1 047,5	1 100,6	-	1 100,6	1 069,7	1 104,9	1 150,3	4,3	45,4
15 Immobilisations corporelles en exploitation	985,3	1 027,3		1 027,3	1 020,2	1 028,7	1 078,5	1,4	49,8
16 Actifs incorporels	23,7	18,4		18,4	20,5	27,6	26,4	9,2	(1,2)
17 Actifs réglementaires	3,3	4,1		4,1	3,9	4,1	4,4	-	0,3
18 Retraits d'actifs	38,6	61,2		61,2	32,3	54,3	52,6	(6,9)	(1,7)
19 Radiation de projets	17,8	10,0		10,0	12,1	10,0	10,0	-	-
20 Frais reportés	(21,2)	(20,4)		(20,4)	(19,3)	(19,8)	(21,6)	0,6	(1,8)
21 Coût de retraite	(124,3)	(44,3)		(44,3)	(68,1)	(130,6)	(155,6)	(86,3)	(25,0)
22 Masse salariale	72,4	107,5	(0,3)	107,2	99,9	114,0	110,6	6,8	(3,4)
23 Charges de services partagés	28,3	41,5	0,3	41,8	41,8	50,6	51,8	8,8	1,2
24 Coûts capitalisés	(15,0)	(23,9)		(23,9)	(18,7)	(21,3)	(20,7)	2,6	0,6
25 Autres composantes des avantages sociaux futurs	(213,9)	(175,1)		(175,1)	(195,9)	(279,4)	(303,1)	(104,3)	(23,7)
26 Frais corporatifs	3,9	5,7		5,7	4,8	5,5	5,8	(0,2)	0,3
27 CÉR lié aux Facteurs Y	80,0	(82,7)	-	(82,7)	(58,9)	(23,6)	-	59,1	23,6
28 Coût de retraite	80,0	(82,7)		(82,7)	(58,9)	(23,6)	-	59,1	23,6
29 FACTEURS Z	-	25,7	-	25,7	25,7	(8,2)	8,2	(33,9)	16,4
30 Projet poste Manicouagan - Réfection CS24 - Abandon travaux liés au CS23	25,4	-		-	-	-	-	-	-
31 CÉR liés aux Facteurs Z	(25,4)	25,7	-	25,7	25,7	(8,2)	8,2	(33,9)	16,4
32 Projet poste Manicouagan - Réfection CS24 - Abandon travaux liés au CS23	(25,4)	25,7		25,7	25,7	-	-	(25,7)	-
33 La Romaine						(8,2)	8,2	(8,2)	16,4
34 CÉR - PRÉ-MRI	20,0	26,3	-	26,3	26,3	25,2	-	(1,1)	(25,2)
35 Disjoncteurs PK	26,6	26,3		26,3	26,3	25,2	-	(1,1)	(25,2)
36 Projet de remplacement des SCR-T	-	-		-	-	-	-	-	-
37 Pénalités liées aux services complémentaires	(0,2)	-		-	-	-	-	-	-
38 Norme ASC 715	(6,4)	-		-	-	-	-	-	-
39 CÉR- RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE	(28,2)	(14,1)		(14,1)	(7,8)	-	(6,4)	14,1	(6,4)
40 COÛTS NON RÉCURRENTS	7,1	-		-	-	-	-	-	-
41 REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 414,8	3 434,8	-	3 434,8	3 434,8	3 311,0	3 323,2	(123,8)	12,2

¹ Aux fins de comparaison, les revenus requis réels pour l'année 2019 sont présentés sur la même base que ceux de l'année 2020 en isolant spécifiquement les Facteurs Y et Z, les comptes d'écart et de reports et les coûts non récurrents des autres coûts présentés selon les coûts couverts par la Formule d'indexation.

² Reclassements suite aux ajustements organisationnels apportés à l'année 2020 mentionnés au rapport annuel à la Régie 2020 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, p. 5.

Le Transporteur demande à la Régie d'approuver pour l'année témoin 2021 :

- une base de tarification (moyenne des 13 soldes) de 22 400,9 M\$;
- des revenus requis de 3 311,0 M\$.

Le Transporteur demande à la Régie d'approuver pour l'année témoin 2022 :

- une base de tarification (moyenne des 13 soldes) de 22 531,4 M\$;
- des revenus requis de 3 323,2 M\$.

11 Formule paramétrique relative aux dépenses en capital

1 Comme demandé par la Régie²⁸, le Transporteur présente les dépenses en capital résultant
2 de la formule paramétrique. Ainsi, pour l'année 2021, elles sont de 2 642,4 M\$, présentant
3 un écart de 133,1 M\$ comparativement à celles prévues en Facteurs Y de 2 509,3 M\$²⁹.
4 Pour l'année 2022, les dépenses en capital résultant de la formule paramétrique s'élèvent à
5 2 698,1 M\$, soit un écart de 216,6 M\$ par rapport à celles prévues en Facteurs Y de
6 2 481,5 M\$³⁰.

7 Les résultats détaillés de l'application de la formule paramétrique sont présentés à
8 l'annexe 5.

12 Suivis des décisions D-2020-041, D-2020-083 et D-2020-109

9 Le Transporteur présente dans les sections suivantes les suivis demandés par la Régie
10 dans les décisions D-2020-041, D-2020-083 et D-2020-109.

12.1 Compte d'écarts et de reports - Dépenses en capital

11 Dans sa décision D-2020-041³¹, la Régie fait le constat d'écarts entre les valeurs autorisées
12 et réelles de la base de tarification au cours des dernières années en précisant que ces
13 écarts, généralement favorables au Transporteur, sont de deux ordres :

- 14 1. Écart dû à la différence entre les valeurs totales prévues et réelles des mises en
15 service (« MES ») ;
- 16 2. Écart dû à la différence entre les répartitions mensuelles prévues et réelles des
17 MES.

18 La Régie³² se déclare satisfaite de l'écart dû à la différence entre la valeur totale prévue et
19 la valeur totale réelle des MES pour une année donnée. Cependant, malgré cette
20 reconnaissance de la Régie et malgré les efforts constants du Transporteur pour améliorer
21 l'acuité de ses prévisions, la Régie estime opportun de créer un compte d'écarts et de
22 reports (« CÉR ») pour les rubriques liées au rendement sur la base de tarification et à
23 l'amortissement et demande au Transporteur de présenter dans le cadre du prochain
24 dossier tarifaire une preuve sur les impacts de la création d'un tel CÉR³³.

²⁸ D-2019-060, [par. 335](#).

²⁹ Voir lignes 25 et 26 du tableau 1.

³⁰ Voir lignes 25 et 26 du tableau 1.

³¹ D-2020-041, [par. 390 et 391](#).

³² D-2020-041, [par. 392](#).

³³ D-2020-041, [par. 402 et 403](#).

1 Compte tenu de la reconnaissance par la Régie de l'acuité des prévisions de la valeur totale
2 des MES pour une année donnée ainsi que des efforts du Transporteur afin d'offrir une
3 meilleure acuité prévisionnelle, le Transporteur tient tout d'abord à souligner qu'il est étonné
4 de constater que la Régie remette en question l'acuité des prévisions des dépenses en
5 capital, rendement sur la base de tarification et amortissement, dépenses représentant 75%
6 des revenus requis demandés de l'année 2022.

7 Selon la Régie³⁴, le CÉR pourrait avoir l'avantage, d'une part, de protéger tant le
8 Transporteur que sa clientèle de problèmes d'acuité et, d'autre part, de créer un allègement
9 réglementaire supplémentaire sur des rubriques de coûts utilisant toujours la méthode du
10 coût de service.

11 En réponse à la demande de la Régie, le Transporteur présente les commentaires suivants
12 quant à l'établissement d'un CÉR portant sur les dépenses en capital.

13 **Objectifs d'efficience et d'allègement du MRI de première génération en vigueur** 14 **jusqu'en 2022**

15 Pour répondre aux objectifs de réalisation de gains d'efficience et d'allègement
16 réglementaire requis par l'article 48.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la Régie a, dans
17 ses décisions successives³⁵, approuvé les caractéristiques du MRI de première génération
18 du Transporteur et ce, pour une durée de 4 ans. Ainsi, lors de l'établissement de ces
19 caractéristiques, elle a reconnu que les dépenses en capital seraient traitées en exclusion
20 (Facteur Y)³⁶ mais, n'y a pas adjoint de CÉR.

21 Selon le Transporteur, compte tenu de l'importance des sommes impliquées, soit 75% des
22 revenus requis, il n'est pas possible d'ajouter un CÉR sur les dépenses en capital sans avoir
23 à revoir certaines caractéristiques du MRI, dont celle se rapportant au MTÉR, ce qui va à
24 l'encontre de l'allègement réglementaire recherché par la Régie. La Régie a d'ailleurs, dans
25 la décision du dossier tarifaire 2019-2020 du Distributeur³⁷, convenu qu'une révision du
26 MTÉR n'était pas envisageable en cours du MRI.

27 Ainsi, à titre illustratif, dans la mesure où le CÉR aurait été présent lors des années 2019 et
28 2020, le Transporteur n'aurait conservé que les écarts liés à la Formule d'indexation qui ont
29 été défavorables de 16,0 M\$ en 2019³⁸ et de 46,2 M\$ en 2020³⁹. Or, lors de la détermination

³⁴ D-2020-041, [par. 402](#).

³⁵ D-2018-001, D-2019-060, D-2019-060R et D-2020-041

³⁶ D-2018-001, [par. 295](#).

³⁷ D-2019-027, [par. 511](#).

³⁸ Coûts couverts par la Formule d'indexation autorisé 2019 de [902,6 M\\$](#) moins les coûts réels 2019 de 918,6 M\$ (voir tableau 27).

³⁹ Rapport annuel 2020 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, [p. 6](#).

1 du MTÉR, la Régie a statué qu'il était peu probable que le Transporteur réalise des écarts
2 négatifs et avait retenu un MTÉR asymétrique⁴⁰. La Régie a également précisé⁴¹ que
3 l'objectif premier du MTÉR est d'établir un mode de partage des excédents de rendement
4 tout en cherchant un équilibre entre le fait de ne pas décourager les initiatives d'efficience
5 qui pourraient se traduire par des gains d'efficience en cours d'année et le fait d'avoir les
6 meilleures prévisions possibles. À l'instar du Distributeur⁴², le Transporteur considère que
7 l'ajout d'un CÉR pourrait s'avérer être un frein à la recherche d'efficience puisque l'efficience
8 générée serait remise à 100% à la clientèle sans aucune forme d'incitatif pour le
9 Transporteur, ce qui est contraire à l'objectif du MRI de favoriser la réalisation de gains
10 d'efficience.

11 Dans la décision portant sur le MTÉR⁴³, la Régie mentionne également que le Transporteur
12 dispose d'outils de prévision et des leviers de gestion requis pour agir en temps opportun
13 afin de respecter les objectifs financiers permettant de limiter le risque d'écarts négatifs. Or,
14 en retirant 75% des revenus requis applicables au MTÉR, le Transporteur conçoit mal
15 comment il pourrait limiter le risque d'écarts négatifs à la face même des illustrations
16 précédentes relatives aux années 2019 et 2020. À titre d'exemple, pour l'année 2020, le
17 contexte de la pandémie de COVID-19 a engendré un impact favorable au niveau des
18 dépenses en capital, mais l'effet inverse a été réalisé au niveau de la Formule d'indexation.

19 Concernant l'objectif d'allègement réglementaire, le Transporteur considère que
20 l'implantation d'un CÉR favorisera l'application de la clause de sortie plus rapidement dans
21 le contexte des écarts défavorables liés à la Formule d'indexation, allant ainsi à l'encontre
22 de cet objectif. De plus, le Transporteur doute que la présence d'un CÉR permette un
23 allègement substantiel du processus réglementaire puisque le Transporteur devra continuer
24 à soumettre une preuve probante et démontrer la justesse de ses prévisions compte tenu de
25 l'importance des montants impliqués. Ainsi, la Régie et les intervenants continueront de
26 questionner le Transporteur sur ses prévisions ainsi que sur l'acuité de ses projections.

27 **Critères d'établissement d'un CÉR non respectés**

28 Le Transporteur tient tout d'abord à rappeler la position prise par la Régie au sujet des CÉR
29 dans des décisions antérieures. Ainsi, dans la décision D-2007-008 à la page 63, la Régie
30 mentionnait les critères suivants afin de mettre en place un CÉR :

- 31 1. Présence d'une situation problématique, soumise à des aléas qui échappent à son
32 contrôle ou à celui de ses clients ;

⁴⁰ D-2014-034, [par. 358 et 359](#).

⁴¹ D-2014-034, [par. 364 et 365](#).

⁴² D-2018-067, [par. 484 et 486](#).

⁴³ D-2014-034, [par. 363](#).

1 2. Impacts significatifs de ces aléas.

2 Dans le dossier tarifaire 2013-2014⁴⁴, le Transporteur s'était prononcé sur la demande de
3 l'AQCIE-CIFQ proposant la création d'un compte d'écart relatif aux impacts liés à la
4 surestimation de la base de tarification en démontrant que les deux critères n'étaient pas
5 respectés et que l'utilisation d'un CÉR transférerait entièrement le risque à la clientèle. Il
6 mentionnait de plus être le mieux placé pour gérer ce risque. Dans sa décision⁴⁵, la Régie a
7 conclu en mentionnant qu'elle ne croyait pas pertinent de donner suite à la demande de
8 compte d'écart.

9 Finalement, dans la décision D-2018-067 portant sur l'établissement des modalités du MRI⁴⁶
10 du Distributeur, la Régie mentionnait qu'elle préconisait un examen au cas par cas de toute
11 demande de CÉR se rapportant à un Facteur Y ou à un Facteur Z, en fonction du type
12 d'événement visé, de l'importance des variations de coûts autorisés et des coûts réels, ainsi
13 que de la part de risques encourus par le Distributeur et ses clients.

14 Comme dans le dossier tarifaire 2013-2014, le Transporteur réaffirme, dans le présent
15 dossier, le non-respect des critères retenus par la Régie dans sa décision D-2007-008 :

16 1. Présence d'une situation problématique, soumise à des aléas qui échappent à son
17 contrôle ou à celui de ses clients :

18 - Bien que des aléas puissent survenir dans le cours normal des activités du
19 Transporteur, ceux-ci sont inhérents à son modèle de prévision et ne sont
20 pas problématiques. Les variations positives ou négatives des prévisions
21 budgétaires relatives aux dépenses en capital font partie des aléas et risques
22 du Transporteur. Le Transporteur réitère qu'il est le mieux placé pour gérer
23 ses risques.

24 - De plus, même si lors de l'établissement du MTÉR, la Régie⁴⁷ a mentionné
25 que le cadre réglementaire prévoit également la mise en place de comptes
26 d'écart permettant aux entreprises assujetties de réduire l'impact
27 d'événements hors de leur contrôle, ce qui permet de réduire leur risque
28 d'affaires, elle n'a cependant pas demandé d'adjoindre un CÉR aux
29 dépenses en capital lors de l'établissement du MTÉR, ni lors de
30 l'établissement du MRI de première génération.

31 2. Impacts significatifs de ces aléas :

⁴⁴ R-3823,2013, HQT-16, doc. 1, pièce C-HQT-0126, [p.39](#).

⁴⁵ D-2014-035, [par 457](#).

⁴⁶ D-2018-067, [par 484 et 486](#).

⁴⁷ D-2014-034, [par 354](#).

1 Dans la décision portant sur le MTÉR⁴⁸, la Régie a considéré qu'un partage égal des
2 excédents de rendement entre le demandeur et la clientèle pour les 100 premiers
3 points de base constituait une approche équilibrée tandis qu'au-delà des 100
4 premiers points de base, l'occurrence d'écarts de rendement positifs au-delà de ce
5 seuil ne pouvait vraisemblablement pas être associée explicitement à des gains
6 d'efficacité ou à des mesures de réduction de coûts. Suivant cette logique, le seuil
7 pour les 100 premiers points de base, seuil par conséquent associé à de l'efficacité
8 ou à des mesures de réduction de coûts serait de 67,6 M\$ pour 2022⁴⁹. Or, les
9 écarts de rendement avant partage pour les années 2019 et 2020 ont été
10 respectivement de 6,3 M\$ défavorables⁵⁰ et de 12,6 M\$ favorables⁵¹. Ainsi, les
11 écarts ne sont pas significatifs autant en comparaison du seuil de 100 premiers
12 points de base qu'en proportion des revenus requis totaux (0,4% des revenus requis
13 2020⁵²).

14 **Justesse des prévisions dans le cadre du présent MRI**

15 Le Transporteur expose ci-après différents arguments à l'appui de la justesse des prévisions
16 dans le cadre du présent MRI de première génération, écartant du même coup la nécessité
17 d'un CÉR :

- 18 • Des améliorations ont été apportées au fil des dossiers tarifaires afin de parfaire
19 l'acuité des prévisions de dépenses en capital du Transporteur et ont été reconnues
20 par la Régie au gré de ses décisions (voir également section 9.2.2), dont la présence
21 d'un facteur de glissement mensualisé sur toute l'année permettant d'améliorer
22 l'acuité au niveau de la mensualisation.
- 23 • Constats des écarts des dépenses en capital pour les années 2019 et 2020 du
24 présent MRI :

⁴⁸ D-2014-034, [par 368 à 370](#).

⁴⁹ Base de tarification moyenne 13 soldes de 2022 au tableau 27 de 22 531,4 M\$ X 30% X 1%.

⁵⁰ Rapport annuel à la Régie 2019 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, [p. 11](#).

⁵¹ Rapport annuel à la Régie 2020 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, [p. 11](#).

⁵² 12,6 M\$ / 3 434,8 M\$ (tableau 1).

Tableau 28
Écarts des dépenses en capital 2019-2020 (M\$)

	2019			2020		
	D-2019-058 (1)	Réel (2)	Écart (3) = (2) - (1)	D-2020-063 (4)	Réel (5)	Écart (6) = (5) - (4)
1 Rendement sur la base de tarification	1 502,0	1 500,4	(1,6)	1 504,6	1 476,7	(27,9)
2 Coût des capitaux empruntés	977,5	971,7	(5,8)	958,8	933,9	(24,9)
3 Coût des capitaux propres	524,5	528,7	4,2	545,8	542,8	(3,0)
4 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	21 319,6	21 491,7	172,1	22 185,1	22 063,9	(121,3)
5 Coût moyen pondéré du capital	7,045%	6,981%	-0,064%	6,782%	6,693%	-0,089%
6 Coût de la dette	6,550%	6,459%	-0,091%	6,174%	6,047%	-0,127%
7 Taux de rendement sur les capitaux propres	8,200%	8,200%	0,000%	8,200%	8,200%	0,000%
8 Amortissement	1 048,9	1 047,5	(1,4)	1 100,6	1 069,7	(30,9)
9 DÉPENSES EN CAPITAL	2 550,9	2 547,9	(3,0)	2 605,2	2 546,4	(58,8)

- 1 - 2019 : Écart favorable de seulement 3,0 M\$.
- 2 - 2020 : Écart favorable de 58,8 M\$. Pour cette année atypique, les données
- 3 ne peuvent être utilisées isolément afin de déterminer la justesse des
- 4 prévisions du Transporteur. L'année ayant été marquée par le contexte de la
- 5 pandémie de COVID-19 qui a globalement affecté les activités du
- 6 Transporteur, plusieurs chantiers de construction ou de réfection
- 7 d'équipements ont été ralentis, interrompus ou reportés en raison de l'état
- 8 d'urgence sanitaire. Ainsi, un glissement de certaines mises en service
- 9 prévues explique en grande partie les écarts portant sur la base de
- 10 tarification⁵³ et sur l'amortissement⁵⁴. Ces écarts favorables ont permis de
- 11 compenser les écarts défavorables au niveau de la Formule d'indexation en
- 12 lien avec les effets induits par la pandémie.
- 13 • Pour l'année 2021 : Ajouts nets de 340,8 M\$ à la base de tarification
 - 14 (voir tableau 18). Ces prévisions présentent un niveau de précision élevé du fait
 - 15 qu'elles sont basées sur quatre mois réels et huit mois projetés, comme la Régie l'a
 - 16 reconnu dans sa décision D-2014-035⁵⁵ ;
 - 17 • Pour l'année 2022 : Ajouts nets de -1 543,9 M\$ à la base de tarification
 - 18 (voir tableau 19) ;
 - 19 • Bien que les caractéristiques du MRI de deuxième génération ne soient pas
 - 20 connues, la présence d'une formule portant sur les dépenses en capital (CAPEX) ou
 - 21 sur la totalité des dépenses (TOTEX) rendrait caduque le CÉR.

⁵³ Rapport annuel à la Régie 2020 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, [p. 17](#).

⁵⁴ Rapport annuel à la Régie 2020 du Transporteur à la pièce B-0005, HQT-2, Document 2, [p. 7](#).

⁵⁵ D-2014-035, [par. 455](#).

1 **Conclusion**

2 Pour toutes les raisons mentionnées dans cette section, le Transporteur recommande à la
3 Régie de ne pas retenir un CÉR portant sur les dépenses en capital. De plus, il tient à
4 rappeler à la Régie que celle-ci a, jusqu'à présent et ce, au fil des dossiers tarifaires, pu
5 juger de la validité des prévisions des dépenses en capital sans pour autant leur adjoindre
6 un CÉR. Le Transporteur considère avoir, dans le présent dossier, fait la démonstration du
7 caractère raisonnable de ses prévisions de dépenses en capital et demeure disponible,
8 comme à chaque dossier tarifaire, à répondre aux préoccupations spécifiques de la Régie
9 sur ce type de dépenses.

12.2 Mise en service associée à la ligne 7005 à 735 kV reliant les postes de Lévis et de la Nicolet

10 Dans sa décision D-2020-083⁵⁶, la Régie a autorisé le Transporteur à construire une ligne à
11 320 kV à partir du poste des Appalaches, à installer des équipements dans ce poste et à
12 réaliser des travaux connexes (R-4112-2019), afin qu'il puisse fournir le service de transport
13 ferme de point à point à long terme prévu aux termes des *Tarifs et conditions* et faisant
14 l'objet de la demande exprimée par le Producteur. Afin de pouvoir offrir le service de
15 transport demandé dans le respect des critères de conception de son réseau, le
16 Transporteur doit procéder au rehaussement de la capacité thermique des lignes à 735 kV
17 (7005 et 7035) qui relie le poste de Lévis au poste de la Nicolet.

18 En suivi de la décision précitée, le Transporteur présente ci-après les motifs justifiant
19 l'intégration, à sa base de tarification prévue pour l'année 2022, du rehaussement de la
20 capacité thermique de la ligne 7005.

21 Pour des considérations d'exploitation fiable de son réseau, le Transporteur doit
22 obligatoirement réaliser successivement le rehaussement de la capacité thermique de
23 chacune des deux lignes 7005 et 7035. Des interventions séquentielles ont donc été
24 planifiées en débutant avec la ligne 7005. Le rehaussement de la capacité thermique de la
25 ligne 7005 est prévu se terminer en juillet 2022 et à ce moment, la base de tarification
26 prévue pour l'année 2022 inclut l'intégration d'un montant de 58,5 M\$ au titre de la mise en
27 service du rehaussement de la capacité thermique de la ligne 7005 à 735 kV reliant les
28 postes de Lévis et de la Nicolet.

29 Le rehaussement de la capacité thermique de la ligne 7005 permet de rehausser la limite
30 sud thermique et la limite Manicouagan-Québec, celles-ci reflétant les capacités
31 individuelles de plusieurs lignes à 735 kV. Ces limites, présentes principalement en période

⁵⁶ D-2020-083, [par. 117](#).

1 estivale, pourront faire l'objet de moindres restrictions advenant des déclenchements
2 imprévisibles de lignes ou encore des périodes de températures élevées.

3 Ce rehaussement peut aussi offrir plus de flexibilité pour les retraits de lignes du réseau de
4 transport requis pour réaliser leur maintenance, au bénéfice de la clientèle. Par exemple, les
5 températures élevées ont par le passé contraint les périodes disponibles pour des retraits.
6 Si le rehaussement de la capacité thermique de la ligne 7005 avait été réalisé à ce moment,
7 la capacité supplémentaire en résultant aurait entraîné des restrictions moindres.

8 Le Transporteur rappelle qu'à la suite du rehaussement de la capacité thermique de la ligne
9 7005, c'est la ligne 7035 qui devra être retirée pour des périodes prolongées, également afin
10 de permettre le rehaussement de sa capacité thermique. Ainsi, la capacité thermique
11 rehaussée de la ligne 7005 contribuera au maintien de l'exploitation fiable du réseau
12 de transport.

13 Le rehaussement de la capacité thermique de cette ligne fait partie du projet autorisé par la
14 Régie. Il est requis afin de compléter le projet, comme expliqué ci-dessus. Il s'agit d'un
15 projet en croissance des besoins de la clientèle, selon les modalités des *Tarifs et conditions*
16 en vigueur lors du dépôt du dossier, pour lequel le client couvre les coûts sur une période
17 de 20 ans.

12.3 Réflexion et proposition du Transporteur en suivi de la décision D-2020-109

18 Dans sa décision D-2020-109⁵⁷, la Régie indique :

19 « [221] Ainsi, dans la perspective de la préoccupation exprimée, la Régie demande au
20 Transporteur de présenter un document de réflexion sur l'opportunité de présenter
21 l'ensemble des coûts, soit les investissements et les charges d'exploitation additionnelles,
22 d'un projet en « Maintien des actifs » à déploiement informatique dans une demande
23 d'autorisation d'un projet d'investissement selon l'article 73, dans le cadre du prochain
24 dossier tarifaire. »

25 Comme demandé, le Transporteur présente ci-après sa réflexion sur l'opportunité de
26 présenter les investissements ainsi que les charges d'exploitation additionnelles non
27 récurrentes d'un projet en « Maintien des actifs » à déploiement informatique dans une
28 demande d'autorisation selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi »).
29 Cependant, dans la perspective de la préoccupation exprimée par la Régie, le Transporteur
30 élargit cette réflexion à tout projet, quelle que soit sa catégorie. Il présente également une
31 proposition de traitement et de présentation des charges non récurrentes découlant d'un

⁵⁷ [Paragraphe 221](#)

1 projet de nature « non traditionnelle » au regard des activités du Transporteur (postes ou
2 lignes de transport).

3 Tout d'abord, le Transporteur considère que, dans un contexte d'évolution technologique
4 importante, des charges d'exploitation non récurrentes peuvent survenir pour tout projet,
5 quelle qu'en soit la catégorie. En effet, de façon plus générale, tout projet, de nature « non
6 traditionnelle », indépendamment de sa catégorie d'investissement, peut occasionner des
7 charges non récurrentes devant être encourues pour faciliter l'intégration de nouvelles
8 techniques ou technologies. Dans le but d'une implantation optimale, ce type de projet peut
9 s'accompagner de formation adaptée, de session de gestion de changement, voire même
10 de toute autre activité nécessaire à la mise à niveau des équipes. Il est donc justifié que le
11 Transporteur ait à assumer ces charges qui, une fois les activités réalisées, ne se
12 reproduisent plus.

13 En particulier, les projets en Maintien des actifs, visant à assurer le maintien de la capacité
14 de service offerte par le Transporteur à sa clientèle tout en mettant à profit les plus récents
15 progrès techniques et technologiques disponibles et utiles, peuvent induire des charges
16 d'exploitation de type frais de formation ou de gestion de changement, comme dans le cas
17 du projet Remplacement des systèmes de conduite du réseau de transport d'électricité.

18 De plus, d'un point de vue juridique et réglementaire, le Transporteur considère que
19 présenter pour autorisation ce type de charges dans une demande d'autorisation selon
20 l'article 73 de la Loi déborde du cadre clairement défini par cet article et par le *Règlement*
21 *sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le
22 « Règlement ») s'y rattachant, cadre auquel le Transporteur et la Régie se sont toujours
23 conformés respectivement dans les demandes d'autorisation de projet d'investissement et
24 dans les décisions d'autorisation.

25 En effet, le Transporteur voit dans la proposition esquissée par la Régie un chevauchement
26 contraire au cadre réglementaire défini et découlant de l'article 49 qui encadre les
27 demandes tarifaires et réaffirme son désaccord à ce que les charges additionnelles non
28 récurrentes découlant du volet informatique d'un projet soient autorisées dans une demande
29 d'autorisation selon l'article 73 de la Loi.

30 Finalement, eu égard aux éléments précédents et considérant la préoccupation de la Régie,
31 le Transporteur ne s'oppose pas au fait de présenter de telles charges dans sa demande
32 d'autorisation de projet si cette présentation s'accompagne d'une demande de compte
33 d'écarts et de report (« CÉR »). En effet, il considère qu'à l'instar de la demande du
34 Distributeur dans le dossier R-4000-2017 dans lequel la Régie avait autorisé la création d'un

1 CÉR⁵⁸ pour la récupération de charges non récurrentes de communication et de promotion
2 préparatoires au Programme visé, une demande de CÉR devrait être adressée lors de la
3 demande d'autorisation du projet. À cet effet, le Transporteur s'appuie également sur la
4 décision D-2019-060 dans laquelle, la Régie rappelle qu'« ... un CÉR peut être requis et
5 autorisé dès que l'entreprise réglementée est en mesure de présenter, avec un degré de
6 certitude suffisant pour la tenue du processus de la Régie, la description des principales
7 activités pour lesquelles elle envisage que des sommes seront nécessaires et une prévision
8 des coûts et des dépenses afférentes. »⁵⁹.

9 Pour conclure, le Transporteur est d'avis qu'un CÉR est le véhicule réglementaire approprié
10 pour présenter des charges non récurrentes découlant de l'intégration de nouvelles
11 techniques ou technologies d'un projet déposé en vertu de l'article 73 tout en réservant le
12 traitement de ce CÉR dans une demande tarifaire en vertu de l'article 49. De plus, il
13 considère que la présente proposition devrait s'appliquer à tout projet dont principalement
14 les projets de technologie opérationnelle ou de technologie informatique, projets pouvant
15 occasionner des charges non récurrentes de formation ou de gestion de changement et ce,
16 quelle que soit leur catégorie d'investissement.

⁵⁸ [D-2017-037](#)

⁵⁹ [D 2019 060, paragraphe 276](#)

Annexe 1 – Détermination du Facteur I

**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%

Annexe 2 – Retraits d'actifs

Tableau A2-1
Retraits d'actifs (M\$)¹

	Réal					Année de base	Année témoin
	2016 (1)	2017 (2)	2018 (3)	2019 (4)	2020 (5)	2021 (6)	2022 (7)
1 Retraits de nature courante	42,7	32,6	44,5	34,7	22,7	44,3	42,6
2 Autres retraits	0,2	33,8	10,2	3,9	9,6	10,0	10,0
3 Retraits totaux	42,9	66,4	54,7	38,6	32,3	54,3	52,6
4 Mises en service ne générant pas de revenus additionnels	1 052,8	1 225,6	1 262,6	1 326,0	964,1	1 299,0	1 205,5
5 Contributions internes ²					(0,4)	(2,8)	
6 Remplacement disjoncteurs de modèle PK ²	(96,6)	(291,0)	(14,2)				
7 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île ²		(88,4)	(110,1)	(267,0)	(13,7)	(10,1)	(0,1)
8 Mises en service ne générant pas de revenus additionnels - Ajustées	956,2	846,2	1 138,3	1 059,0	950,0	1 286,1	1 205,4
9 Mises en service générant des revenus additionnels	35,0	819,9	367,1	951,1	256,5	108,3	(1 605,0)
10 Contributions internes ²	285,1	3,7	45,4	1,8	(1,6)	(2,4)	1 936,8
11 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île ²				(551,0)			
12 Mises en service générant des revenus additionnels - Ajustées	320,1	823,6	412,5	401,9	254,9	105,9	331,8
13 Total des MES - Ajustées	1 276,3	1 669,8	1 550,8	1 460,9	1 204,9	1 392,0	1 537,2
Ratio Pérennité							
14 Retraits de nature courante - Pérennité / mises en service ne générant pas de revenus additionnels	4,3%	3,4%	3,8%	3,0%	2,3%	3,4%	3,4%
Ratio Croissance							
15 Retraits de nature courante - Croissance / mises en service générant des revenus additionnels	0,4%	0,5%	0,4%	0,8%	0,2%	0,5%	0,5%

¹ R-3669-2008, D-2009-015, p. 31.

² R-4012-2017, B-0021, HQT-6, Document 6, p. 10 et 11.

Annexe 3 – Coût de retraite d'Hydro-Québec

Tableau A3-1
Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$)

	2019 Réel	2020		2021 Année de base	2022 Année témoin
		D-2020-063	Réel		
Coût des services rendus	431	630	610	704	696
Autres composantes du coût de retraite	(626)	(512)	(578)	(825)	(895)
• Intérêts sur l'obligation	906	804	848	681	703
• Rendement prévu des actifs	(1 623)	(1 691)	(1 713)	(1 852)	(1 914)
• Amortissement de la perte actuarielle nette	91	375	287	346	316
Total¹	(195)	118	32	(121)	(199)

¹ Excluant l'amortissement du coût des services passés

Tableau A3-2
Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite

	2019 Réel	2020		2021 Année de base	2022 Année témoin
		D-2020-063	Réel		
Taux d'actualisation du coût des services rendus	3,99%	3,04%	3,18%	2,72%	2,83%
Taux d'actualisation des intérêts sur l'obligation	3,64%	2,70%	2,94%	2,14%	2,17%
Taux de rendement prévu des actifs	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%	6,50%
Taux de croissance des salaires	3,24%	3,24%	3,27%	3,35%	3,35%
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs (années)	13	13	13	13	13

Année de base 2021 versus décision D-2020-063

Le coût de retraite estimé pour l'année de base 2021 est en baisse de 239 M\$ comparativement à celui autorisé pour 2020. Cette baisse s'explique principalement par l'augmentation de la composante « Rendement prévu de l'actif du régime » qui découle d'un accroissement de la valeur des actifs sous-jacents ainsi qu'à la diminution de la composante « Intérêts sur l'obligation » liée à la baisse des taux d'intérêt.

Année témoin 2022 versus année de base 2021

Le coût de retraite estimé pour 2022 est en baisse de 78 M\$ comparativement à celui prévu pour l'année de base 2021. Cette baisse s'explique principalement par l'augmentation de la composante « Rendement prévu de l'actif du régime » qui découle d'un accroissement de la valeur des actifs sous-jacents.

Annexe 4 – Comptes d’écarts et de reports soldés au 31 décembre 2020

Tableau A4-1
CÉR – Projet poste Manicouagan – Réfection CS24 – Abandon travaux liés au CS23 (M\$)

Hors base de tarification	2019 (1)	Solde du compte (2)
1 Solde au 31 décembre 2018	-	-
2 Opérations en 2019		
3 Écart 2019	25,4	25,4
4 Intérêts	0,3	0,3
5 Solde au 31 décembre 2019	25,7	25,7
6 Opérations en 2020		
7 Intérêts	-	-
8 Versé aux revenus requis 2020	(25,7)	(25,7)
9 Solde au 31 décembre 2020	-	-

Annexe 5 – Formule paramétrique relative aux dépenses en capital
Tableau A5-1
Calcul de la formule paramétrique relative aux dépenses en capital pour 2021-2022 (M\$ et %) ⁶⁰

		Autorisé 2019 COS (1)	2020 Formule (2)	2021 Formule (3)	2022 Formule (4)
1	Rendement sur la base de tarification	1 502,0			
2	Amortissements	1 048,9			
3	Dépenses en capital = K_t	2 550,9			
4	Moins dépenses en capital hors formule = K_{HF_t}	0,0			
5	Dépenses en capital ajustées = $(K_t - K_{HF_t})$	2 550,9			
6	Paramètres de la formule	réel 2017	réel 2018	réel 2019	réel 2020
7	Capacité du réseau de transport (MW)	46 384	46 400	46 249	46 294
8	Paramètre de croissance $C_{K_{t+1}}$		0,03%	0,00%	0,00%
9	Paramètre d'inflation $I_{K_{t+1}}$		1,97%	2,55%	2,61%
10	Paramètre d'efficacité X_K		0,50%	0,50%	0,50%
11	Calcul du facteur d'indexation = $(1 + I_{K_{t+1}} - X_K + C_{K_{t+1}})$		101,50%	102,05%	102,11%
12	Dépenses en capital ajustées et indexées				
13	= $(K_t - K_{HF_t}) * (1 + I_{K_{t+1}} - X_K + C_{K_{t+1}})$		2 589,3	2 642,4	2 698,1
14	Plus dépenses en capital hors formule = $K_{HF_{t+1}}$		0,0	0,0	0,0
15	Dépenses en capital prévues par la formule				
16	= $[(K_t - K_{HF_t}) * (1 + I_{K_{t+1}} - X_K + C_{K_{t+1}})] + K_{HF_{t+1}}$		2 589,3	2 642,4	2 698,1
17	Dépenses en capital traitées en Facteur Y		2 605,2	2 509,3	2 481,5
18	Rendement sur la base de tarification (tableau 1, ligne 25)		1 504,6 ¹	1 404,4	1 331,2
19	Amortissements (tableau 1, ligne 26)		1 100,6 ¹	1 104,9	1 150,3
20	Écart (formule vs Facteur Y)		(15,9)	133,1	216,6

¹. Selon les données autorisées 2020 (tableau 1, lignes 3 et 4)

- Paramètre d'inflation I_k de 2,55 % pour 2021 et 2,61% pour 2022 : composé des mêmes indices d'inflation que pour la masse salariale et les autres coûts utilisés pour le Facteur I, comme présentés au tableau A1-1 et A1-2 de l'annexe 1, mais pondérés⁶¹ pour la durée du MRI des poids relatifs de 45,2 % pour les coûts de main-d'œuvre et de 54,8 % pour les coûts d'équipements et de matériel ;
- Paramètre d'efficacité X_k de 0,5 %⁶² pour 2021 et 2022;
- Paramètre de croissance C_k ⁶³ de 0 % pour 2021 et 2022 : calculé sur la base de la capacité installée réelle du réseau de transport. Aucune croissance n'est appliquée pour les années 2021 et 2022 puisque la capacité installée réelle de 2019 et 2020 n'a pas augmentée par rapport à la capacité réelle de 2018.

⁶⁰ R-4058-2018, B-0012, HQT-4, Document 2, [p. 32](#).

⁶¹ R-4058-2018, B-0012, HQT-4, Document 2, [p. 34](#).

⁶² D-2019-060, [par. 332](#).

⁶³ R-4058-2018, B-0012, HQT-4, Document 2, [p. 35](#).

Tableau A5-2
Calcul du paramètre d'inflation Ik pour 2021

	Masse salariale	Autres coûts	Total
1 Facteur de pondération	45,2%	54,8%	100,00%
2 EERH pour le Québec (tableau A1-1 - annexe 1)	3,10%		
3 IPC Québec (tableau A1-1 - annexe 1)		2,10%	
4 Taux pondéré 2021	1,40%	1,15%	2,55%

Tableau A5-3
Calcul du paramètre d'inflation Ik pour 2022

	Masse salariale	Autres coûts	Total
1 Facteur de pondération	45,2%	54,8%	100,00%
2 EERH pour le Québec (tableau A1-2 - annexe 1)	4,80%		
3 IPC Québec (tableau A1-2 - annexe 1)		0,80%	
4 Taux pondéré 2022	2,17%	0,44%	2,61%

Annexe 6 – Évolution de la base de tarification 2019-2022
6.1 Évolution des composantes de la base de tarification

Tableau A6.1-1
Évolution des différentes composantes de la base de tarification (M\$)

	Au 31 décembre					
	2019	2020		Réel vs	2021	2022
	Réel (1)	D-2020-063 (2)	Réel (3)	D-2020-063 (4) = (3) - (2)	Année de base (5)	Année témoin (6)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 125,7	22 521,0	22 240,4	(280,6)	22 526,6	22 878,5
2 Postes	12 189,4	12 312,4	12 261,1	(51,3)	12 430,5	12 593,7
3 Lignes	8 143,0	8 270,7	8 221,2	(49,5)	8 264,6	8 399,4
4 Autres actifs de réseaux	682,8	673,8	649,8	(24,0)	661,6	627,3
5 Actifs de soutien	364,0	485,3	387,7	(97,6)	438,0	523,4
6 Télécommunications	746,5	778,8	720,6	(58,2)	731,9	734,7
7 Actifs incorporels	502,2	487,2	541,5	54,3	545,3	567,3
8 Servitudes	454,9	423,4	455,1	31,7	456,1	455,3
9 Logiciels	41,6	59,5	80,3	20,8	83,2	104,9
10 Autres	5,6	4,3	6,1	1,8	6,1	7,1
11 Autres actifs	(569,8)	(586,3)	(545,5)	40,8	(522,3)	(2 435,9)
12 Actifs réglementaires	17,2	17,1	16,2	(0,9)	14,3	15,8
13 Contributions internes et autres	(587,0)	(603,4)	(561,6)	41,8	(536,6)	(2 451,8)
14 Remboursement gouvernemental	-	-	-	-	-	-
15 Fonds de roulement	255,4	255,2	273,6	18,4	301,2	297,1
16 Encaisse réglementaire	64,6	66,3	68,9	2,6	64,7	65,2
17 Matériaux, combustible et fournitures	153,5	143,0	162,9	19,9	198,0	194,2
18 Actifs stratégiques	37,2	45,9	41,8	(4,1)	38,5	37,7
19 Réduction globale 13 soldes	-	(150,0)	-	150,0	-	-
20 Total	22 313,4	22 527,1	22 510,1	(17,0)	22 850,9	21 307,0
	<i>Croissance versus montant autorisé 2020</i>			<i>-0,1%</i>		

6.2 Contributions découlant des demandes de déplacements et de modifications des actifs par des tiers⁶⁴

Tableau A6.2-1
Contributions inscrites à la base de tarification – 13 soldes (M\$)

	2019	2020		2021	2022
	Réel (1)	D-2020-063 (2)	Réel (3)	Année de base (4)	Année témoin (5)
1 Crédit - Contributions	131,4	136,2	135,8	149,4	150,5
2 Amortissement cumulé	20,8	23,4	22,9	25,2	25,6
3					
4 Crédit net	110,6	112,8	112,9	124,2	124,9

⁶⁴ D-2006-076, p. 7.

6.3 Coûts de démantèlement, d'enlèvement et de remise en état des sites⁶⁵

Tableau A6.3-1
Coûts de démantèlement, d'enlèvement et de remise en état de sites (M\$)

	Année prévue de démantèlement (1)	2019	2020		2021	2022
		Réel (2)	D-2020-063 (3)	Réel (4)	Année de base (5)	Année témoin (6)
1 Poste Bourdais	2022	0,5	0,1	0,1	-	-
2 Poste La Lièvre	2024	-	-	-	-	-
3 Poste Paquin	2027	0,5	0,2	0,2	-	-
4 Poste St-Charles	2027	0,2	-	-	-	-
5 Poste Ste-Marguerite	2027	0,2	-	-	-	-
6 Poste Thurso	2021	0,5	0,2	0,2	-	-
7 Ligne selon entente contractuelle	2021	9,3	2,2	-	-	-
8 Poste Grand-Mère	2022	3,2	-	-	-	-
9 Poste Austin	2022	-	-	1,5	0,8	-
10 Poste Taché	2025	-	-	-	2,7	2,1
11 Poste de Tourville	2023	-	-	-	0,9	0,5
12 Poste Ste-Hélène	2026	-	-	-	1,9	1,6
13 Poste Maska	2026	-	-	-	1,9	1,5
14 Total		14,4	2,7	2,0	8,2	5,7

6.4 Contributions internes et autres

Tableau A6.4-1
Contributions internes et autres (M\$)

Composantes	2019	2020		Réel vs D-2020-063 (4) = (3) - (2)	2021	2022
	Réel ¹ (1)	D-2020-063 (2)	Réel (3)		Année de base (5)	Année témoin (6)
1 Contributions avec le Distributeur	(437,7)	(462,8)	(421,3)	41,5	(401,6)	(1 354,8)
2 Village cri Waskaganish	(49,7)	(47,4)	(47,4)	-	(45,2)	(43,0)
3 Agrégation charges-ressources annuelle	(365,0)	(366,1)	(353,3)	12,8	(341,6)	(1 295,3)
4 Autres contributions	(23,0)	(49,3)	(20,6)	28,7	(14,7)	(16,6)
5 - Travaux sur le réseau et activités de mesurage	16,3	18,5	17,3	(1,2)	17,0	15,9
6 - Autres	(39,3)	(67,8)	(37,9)	29,9	(31,7)	(32,5)
7 Contributions avec le Producteur	(149,3)	(140,6)	(140,9)	(0,3)	(135,5)	(1 097,5)
8 Raccordement des centrales du complexe la Romaine	(96,3)	(92,8)	(92,8)	-	(89,3)	(1 049,8)
9 Intégration Centrales Eastmain-1-A et La Sarcelle	(20,6)	(19,8)	(19,8)	-	(19,0)	(18,2)
10 Raccordement des centrales Chute-Allard et Rapides-des-Cœurs	(26,1)	(24,8)	(24,8)	-	(23,6)	(22,3)
11 Autres	(6,3)	(3,2)	(3,5)	(0,3)	(3,7)	(7,2)
12 TOTAL	(587,0)	(603,4)	(562,2)	41,2	(537,1)	(2 452,3)

¹ L'écart entre la contribution du Distributeur réelle 2019 et celle incluse dans la base de tarification autorisée (D-2019-058, page 6) est expliqué au Rapport annuel 2019 du Transporteur (B-0005, HQT-2, Document 2, Annexe 1), conformément à la décision D-2017-021, paragraphe 573.

² L'écart entre les contributions réelles 2020 et celles incluses dans la base de tarification autorisée (D-2020-063, page 10) est expliqué au Rapport annuel 2020 du Transporteur (B-0005, HQT-2, Document 2, Annexe 2), conformément à la décision D-2017-021, paragraphe 573.

⁶⁵ D-2014-035, [par. 412](#).

6.5 Fonds de roulement réglementaire

Encaisse réglementaire

Tableau A6.5-1
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2019-2022 (M\$)

Description des variables	Dépenses				Nbre de jours Lead / Lag	Taux Net (7) = ((6) / 365 jrs)	Encaisse réglementaire				
	2019	2020	2021 ¹	2022 ¹			2019	2020	2021	2022	
	Réel	Réel	Base	Témoin			Réel	Réel	Base	Témoin	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1 Revenus					36,5						
2 Charges d'exploitation et d'entretien											
3 Salaires net	175,1	194,6	162,8	164,8	-17,07	19,43	5,32%	9,3	10,4	8,7	8,8
4 Remises gouvernementales	152,7	169,7	141,9	143,7	-24,82	11,68	3,20%	4,9	5,4	4,5	4,6
5 Autres dépenses	127,1	141,2	118,2	119,6	-34,23	2,27	0,62%	0,8	0,9	0,7	0,7
6 Taxes											
7 Taxe sur les services publics	93,4	99,4	94,9	100,1	121,67	158,17	43,33%	40,5	43,1	41,1	43,4
8 Taxes foncières	15,4	15,6	14,7	15,5	106,46	142,96	39,17%	6,0	6,1	5,7	6,1
9 Achats de services de transport	23,2	23,3	23,7	25,0	-30,21	6,29	1,72%	0,4	0,4	0,4	0,4
10 Effet de taxes à la consommation								2,7	2,7	3,5	1,2
11 Total de l'encaisse réglementaire								64,6	68,9	64,7	65,2

¹ Compte tenu que ces données sont maintenant incluses principalement dans la formule d'indexation, le Transporteur a utilisé les données autorisées 2020 tenant compte de la variation du Facteur Y lié au coût de retraite, des coûts non récurrents et des investissements. Pour 2021 et 2022, des Facteur I - X de 1,88 % et 5,50 % respectivement ont également été appliqués (Voir section 3).

Matériaux, combustible et fournitures

Tableau A6.5-2
Matériaux, combustible et fournitures (M\$)

Catégories	2019	2020		2021 ¹	2022 ¹
	Réel	Réel	D-2020-063	Année de base	Année témoin
1 Disjoncteurs (équipements accessoires)	24,2	22,9	24,9	27,8	27,3
2 Quincaillerie de lignes	45,6	43,2	41,3	52,5	51,5
3 Isolateurs	7,7	5,9	7,1	7,2	7,0
4 Matériel de postes	33,7	38,0	34,1	46,2	45,3
5 Quincaillerie de pylônes	11,5	12,3	10,2	15,0	14,7
6 Autres	30,9	40,6	25,4	49,3	48,4
7 Total	153,5	162,9	143,0	198,0	194,2

¹ Les données 2021 et 2022 ne sont pas disponibles en projection selon ce découpage par catégorie. Ainsi, les données sont calculées en proportion de leur valeur au 31 décembre 2020.

Actifs stratégiques⁶⁶
**Tableau A6.5-3
FDR – Actifs stratégiques (M\$)**

Catégories	2019	2020		2021	2022
	Réel (1)	D-2020-063 (2)	Réel (3)	Base (4)	Année témoin ² (5)
1 Transformateurs de puissance	46,8	62,0	46,7	59,1	60,5
2 Inductances shunt	15,3	26,3	17,0	13,6	13,6
3 Disjoncteurs	26,4	17,7	22,9	18,9	18,7
4 Unités de mesure	13,6	10,5	20,3	12,3	10,0
5 Parafoudres	1,4	1,1	1,4	1,1	1,1
6 Actifs stratégiques en FDR ¹ (solde au 31 décembre)	103,5	117,6	108,3	105,0	103,9
7 Nombre d'équipements	939	755	1050	880	811
8 Moyenne des 13 soldes mensuels	91,9	115,6	107,1	96,3	103,8
9 x Taux de rotation considéré selon calcul reconnu par la Régie	36,0%	39,0%	38,6%	36,7%	36,3%
10 Montant d'actifs stratégiques admissible en FDR	33,1	45,1	41,3	35,3	37,7

¹ Fonds de roulement (« FDR »).

² L'écart entre l'inventaire prévisionnel et le réel pour 2020 s'explique principalement par l'effet COVID-19 à cause duquel plusieurs projets planifiés pour 2020 ont été repoussés à 2021. Par la suite, retour à un inventaire d'environ 100M\$.

**Tableau A6.5-4
Calcul du FDR d'actifs stratégiques pour 2021 (M\$)**

Catégories	Besoins au 31 décembre 2021						Taux de rotation annuel ¹	Seuils x taux de rotation annuel	
	Total		Quantités additionnelles permettant la rotation d'inventaire par la réalisation de projets		Seuils minimum requis pour couvrir le risque de défaillance (Seuils)			Quantités (8 = 5 x 7)	M\$ (9 = 6 x 7)
	Quantités (1 = 3 + 5)	M\$ (2 = 4 + 6)	Quantités (3)	M\$ (4)	Quantités (5)	M\$ (6)			
1 Transformateurs de puissance	26	59,1	4	7,2	22	51,9	0,2	4	10,4
2 Inductances shunt	7	13,6	1	1,9	6	11,7	0,9	5	10,5
3 Disjoncteurs	85	18,9	60	13,8	25	5,0	0,7	18	3,5
4 Unités de mesure	587	12,3	399	7,3	188	5,0	0,5	94	2,5
5 Parafoudres	175	1,1	114	0,7	61	0,4	0,6	37	0,3
6 Total	880	105,0	578	30,9	302	74,1		158	27,2

7	Taux de rotation reconnu pour couvrir le risque de défaillance (9 / 6)	36,7%
8	(x) Total des besoins pour 2021 (2) - moyenne 13 soldes	96,3
9	FDR - Actifs stratégiques inclus dans la base de tarification Base 2021	35,3

¹ Le taux de rotation annuel fait référence à la période annuelle pendant laquelle un équipement stratégique est détenu en inventaire et est défini comme suit:
Taux de rotation annuel (qté) = consommation annuelle (qté) / stock moyen (qté). Un taux de rotation de 1,0 indique que l'équipement roule en moyenne 1 fois par année, tandis qu'un taux de 0,5 indique que l'équipement roule en moyenne une fois par deux ans. À titre d'information, les transformateurs de puissance ont un roulement peu élevé étant donné qu'ils sont utilisés surtout pour les fins de défaillance (Dossier R-3934-2015, B-0070, HQT-13, Document 1.2, R6.1, page 10-11).

⁶⁶ D-2016-029, [par. 208](#).

Tableau A6.5-5
Calcul du FDR d'actifs stratégiques pour 2022 (M\$)

Catégories	Besoins au 31 décembre 2022						Taux de rotation annuel ¹	Seuils x taux de rotation annuel		
	Total		Quantités additionnelles permettant la rotation d'inventaire par la réalisation de projets		Seuils minimum requis pour couvrir le risque de défaillance (Seuils)					
	Quantités (1 = 3 + 5)	M\$ (2 = 4 + 6)	Quantités (3)	M\$ (4)	Quantités (5)	M\$ (6)				
1 Transformateurs de puissance	27	60,5	4	7,2	23	53,3	0,2	5	10,7	
2 Inductances shunt	7	13,6	1	1,9	6	11,7	0,9	5	10,5	
3 Disjoncteurs	84	18,7	59	13,7	25	5,0	0,7	18	3,5	
4 Unités de mesure	518	10,0	335	5,4	183	4,5	0,5	92	2,3	
5 Parafoudres	175	1,1	114	0,7	61	0,4	0,6	37	0,3	
6 Total	811	103,9	513	28,9	298	75,0		156	27,2	
7	Taux de rotation reconnu pour couvrir le risque de défaillance (9 / 6)								36,3%	
8	(x) Total des besoins pour 2022 (2) - moyenne 13 soldes								103,8	
9	FDR - Actifs stratégiques inclus dans la base de tarification Témoin 2022								37,7	

¹ Le taux de rotation annuel fait référence à la période annuelle pendant laquelle un équipement stratégique est détenu en inventaire et est défini comme suit:
Taux de rotation annuel (qté) = consommation annuelle (qté) / stock moyen (qté). Un taux de rotation de 1,0 indique que l'équipement roule en moyenne 1 fois par année, tandis qu'un taux de 0,5 indique que l'équipement roule en moyenne une fois par deux ans. À titre d'information, les transformateurs de puissance ont un roulement peu élevé étant donné qu'ils sont utilisés surtout pour les fins de défaillance (Dossier R-3934-2015, B-0070, HQT-13, Document 1.2, R6.1, page 10-11).

6.6 Bases de tarification 2019-2022

Tableau A6.6-1
Base de tarification – Année réelle 2019 (M\$)

	1er janvier 2019 Réel (1)	31 janvier 2019 Réel (2)	28 février 2019 Réel (3)	31 mars 2019 Réel (4)	30 avril 2019 Réel (5)	31 mai 2019 Réel (6)	30 juin 2019 Réel (7)	31 juillet 2019 Réel (8)	31 août 2019 Réel (9)	30 septembre 2019 Réel (10)	31 octobre 2019 Réel (11)	30 novembre 2019 Réel (12)	31 décembre 2019 Réel (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2019 (15) = (14)/13
Immobilisations corporelles en exploitation															
1 Postes	20 204,1	20 214,3	20 275,1	20 292,1	20 288,4	20 361,0	20 372,0	20 479,7	20 547,6	20 562,9	20 658,5	20 785,1	21 027,1	266 068,0	20 466,8
2 Lignes	11 323,3	11 327,9	11 328,3	11 339,5	11 335,5	12 101,1	12 117,6	12 138,2	12 176,4	12 193,5	12 272,9	12 315,3	12 393,5	154 363,0	11 874,1
3 Autres actifs de réseau	1 303,7	1 302,8	1 302,1	1 303,6	1 302,6	1 302,6	1 290,2	1 289,4	1 289,7	1 290,0	1 296,3	1 296,4	1 302,0	16 871,4	1 297,8
4 Actifs de soutien	832,4	832,3	835,1	851,5	846,1	847,9	849,6	855,6	859,0	860,7	864,0	871,0	886,5	11 091,7	853,2
5 Télécommunications	1 719,6	1 718,7	1 719,4	1 691,1	1 691,9	1 693,1	1 694,0	1 694,3	1 675,2	1 680,4	1 680,7	1 682,6	1 707,4	22 048,3	1 696,0
6 Total	35 383,1	35 396,0	35 460,0	35 477,8	35 464,5	36 305,8	36 323,4	36 457,1	36 548,0	36 587,6	36 772,4	36 950,3	37 316,4	470 442,5	36 187,9
7 Variations nettes		12,9	64,0	17,7	(13,3)	841,3	17,6	133,7	90,9	39,6	184,9	177,9	366,1	1 933,4	
8 Amortissement cumulé															
9 Postes	8 343,1	8 394,8	8 441,4	8 475,4	8 525,0	8 577,3	8 621,3	8 664,2	8 712,9	8 742,4	8 783,4	8 823,6	8 837,7	111 942,6	8 611,0
10 Lignes	4 100,5	4 112,9	4 124,8	4 137,9	4 150,7	4 163,8	4 177,4	4 190,3	4 200,2	4 214,2	4 226,3	4 238,0	4 250,5	54 287,5	4 176,0
11 Autres actifs de réseau	571,6	575,5	579,1	583,3	586,6	590,8	595,1	598,5	602,8	607,1	609,6	614,5	619,2	7 733,8	594,9
12 Actifs de soutien	481,9	484,9	487,3	496,8	490,7	494,4	498,2	503,3	507,2	511,0	515,2	518,4	522,5	6 511,8	500,9
13 Télécommunications	970,5	977,5	984,2	963,0	969,6	976,2	982,8	989,4	976,3	982,9	989,6	973,6	960,9	12 696,5	976,7
14 Total	14 467,6	14 545,6	14 616,8	14 656,5	14 722,6	14 802,6	14 874,8	14 945,8	14 999,4	15 057,7	15 124,0	15 168,1	15 190,8	193 172,3	14 859,4
15 Valeur nette															
16 Postes	11 861,0	11 819,5	11 833,7	11 816,7	11 763,4	11 783,7	11 750,7	11 815,4	11 834,8	11 820,5	11 875,1	11 961,5	12 189,4	154 125,5	11 855,8
17 Lignes	7 222,8	7 214,9	7 203,5	7 201,5	7 184,8	7 937,3	7 940,3	7 947,8	7 976,1	7 979,4	8 046,6	8 077,3	8 143,0	100 075,5	7 698,1
18 Autres actifs de réseau	732,0	727,3	723,1	720,3	716,0	711,8	695,0	690,8	686,9	682,9	686,8	681,8	682,8	9 137,6	702,9
19 Actifs de soutien	350,5	347,4	347,8	354,7	355,4	353,5	351,4	352,3	351,8	349,7	348,8	352,6	364,0	4 579,9	353,3
20 Télécommunications	749,1	741,2	735,2	728,1	722,3	716,9	711,2	704,9	698,9	697,5	691,1	709,0	746,5	9 351,8	719,4
21 Total	20 915,5	20 850,4	20 843,2	20 821,3	20 741,9	21 503,2	21 448,6	21 511,3	21 548,6	21 529,9	21 648,4	21 782,2	22 125,7	277 270,2	21 328,5
22 Actifs incorporels (Détail page suivante)															
23 Valeur d'acquisition	990,5	991,7	992,0	994,9	997,3	1 009,6	1 010,4	1 011,3	1 012,0	1 012,4	1 026,4	1 027,5	1 018,5	13 094,6	1 007,3
24 Amortissement cumulé	510,9	512,8	514,5	516,4	518,3	520,2	522,2	524,2	526,1	528,1	529,9	530,8	516,4	6 770,7	520,8
25 Valeur nette	479,6	478,9	477,5	478,5	479,0	489,4	488,2	487,1	485,9	484,3	496,6	496,7	502,2	6 323,9	486,5
26 Autres actifs															
27 Actifs réglementaires	14,3	14,1	14,5	14,7	15,0	15,4	15,7	15,9	16,0	16,2	16,6	16,8	17,2	202,5	15,6
28 Contributions internes et autres	(602,4)	(600,8)	(599,4)	(597,5)	(595,8)	(594,1)	(592,4)	(590,7)	(589,0)	(587,2)	(585,5)	(583,8)	(582,0)	(7 705,6)	(592,7)
29 Remboursement gouvernemental	42,6	42,6	42,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127,8	9,8
30 Total	(545,5)	(544,1)	(542,3)	(582,7)	(580,8)	(578,6)	(576,6)	(574,8)	(572,9)	(571,0)	(568,9)	(567,0)	(569,8)	(7 375,3)	(567,3)
31 Fonds de roulement															
32 Encaisse réglementaire	66,4	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6	841,6	64,7
33 Matériaux, combustible et fournitures	133,6	135,9	138,1	142,2	144,4	143,5	146,8	146,8	149,0	156,6	156,2	155,8	153,5	1 902,2	146,3
34 Actifs stratégiques	32,0	31,9	31,4	32,3	32,1	33,2	33,0	33,3	33,0	33,8	33,4	33,4	37,2	430,0	33,1
35 Total	232,0	232,4	234,0	239,1	241,0	241,3	244,4	244,7	246,5	255,0	254,2	253,8	255,4	3 173,8	244,1
36 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	21 081,7	21 017,6	21 012,4	20 956,2	20 881,2	21 655,3	21 604,5	21 668,3	21 708,1	21 698,1	21 830,2	21 965,7	22 313,4	279 392,6	21 491,7

Tableau A6.6-1 (Suite)
Base de tarification – Année réelle 2019 (M\$)
(Détail des actifs incorporels)

ACTIFS INCORPORELS	1er janvier 2019 Réel (1)	31 janvier 2019 Réel (2)	28 février 2019 Réel (3)	31 mars 2019 Réel (4)	30 avril 2019 Réel (5)	31 mai 2019 Réel (6)	30 juin 2019 Réel (7)	31 juillet 2019 Réel (8)	31 août 2019 Réel (9)	30 septembre 2019 Réel (10)	31 octobre 2019 Réel (11)	30 novembre 2019 Réel (12)	31 décembre 2019 Réel (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2019 (15) = (14)/13
Coût d'origine															
1 Servitudes	509,5	509,2	509,2	509,6	511,4	523,2	523,9	524,0	524,7	524,7	532,5	533,0	539,7	6 774,7	521,1
2 Logiciels	479,7	481,2	481,5	482,4	483,0	483,5	483,5	484,3	484,4	484,7	491,0	489,3	473,2	6 281,6	483,2
3 Autres	1,3	1,3	1,3	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	5,3	5,6	38,3	2,9
4 Total	990,5	991,7	992,0	994,9	997,3	1 009,6	1 010,4	1 011,3	1 012,0	1 012,4	1 026,4	1 027,5	1 018,5	13 094,6	1 007,3
5 <i>Variations nettes</i>		1,2	0,3	2,9	2,4	12,3	0,8	0,9	0,7	0,3	14,1	1,1	(9,0)	28,0	
6 Amortissement cumulé															
7 Servitudes	83,5	83,6	83,7	83,8	83,9	84,0	84,1	84,3	84,4	84,5	84,6	84,7	84,8	1 093,9	84,1
8 Logiciels	427,4	429,1	430,8	432,6	434,4	436,2	438,1	439,9	441,8	443,6	445,3	446,1	431,6	5 676,8	436,7
9 Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Total	510,9	512,8	514,5	516,4	518,3	520,2	522,2	524,2	526,1	528,1	529,9	530,8	516,4	6 770,7	520,8
11 Valeur nette															
12 Servitudes	426,0	425,6	425,5	425,8	427,4	439,1	439,8	439,8	440,3	440,3	448,0	448,3	454,9	5 680,8	437,0
13 Logiciels	52,3	52,0	50,7	49,8	48,6	47,3	45,4	44,4	42,7	41,1	45,7	43,2	41,6	604,8	46,5
14 Autres	1,3	1,3	1,3	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	5,3	5,6	38,3	2,9
15 Total	479,6	478,9	477,5	478,5	479,0	489,4	488,2	487,1	485,9	484,3	496,6	496,7	502,2	6 323,9	486,5

**Tableau A6.6-2
Base de tarification – Année réelle 2020 (M\$)**

	1er janvier 2020 Réel (1)	31 janvier 2020 Réel (2)	29 février 2020 Réel (3)	31 mars 2020 Réel (4)	30 avril 2020 Réel (5)	31 mai 2020 Réel (6)	30 juin 2020 Réel (7)	31 juillet 2020 Réel (8)	31 août 2020 Réel (9)	30 septembre 2020 Réel (10)	31 octobre 2020 Réel (11)	30 novembre 2020 Réel (12)	31 décembre 2020 Réel (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2020 (15) = (14)/(13)
Immobilisations corporelles en exploitation															
1 Postes	21 027,1	21 031,2	21 030,5	21 046,4	21 047,4	21 035,1	21 020,5	21 013,7	21 014,2	21 043,0	21 170,7	21 316,1	21 625,7	274 421,6	21 109,4
2 Lignes	12 393,5	12 399,2	12 401,7	12 396,9	12 412,1	12 416,6	12 402,6	12 403,6	12 410,3	12 428,2	12 500,2	12 515,4	12 640,4	161 719,7	12 440,0
3 Autres actifs de réseau	1 302,0	1 301,0	1 301,0	1 302,3	1 302,0	1 302,1	1 302,2	1 306,7	1 306,7	1 306,9	1 306,9	1 311,3	1 317,9	16 969,2	1 305,3
4 Actifs de soutien	886,5	874,3	876,4	878,1	883,1	887,1	889,6	896,0	902,1	905,0	908,7	913,1	933,8	11 633,6	894,9
5 Télécommunications	1 707,4	1 708,0	1 708,8	1 709,1	1 709,3	1 710,4	1 713,0	1 716,8	1 717,1	1 707,8	1 712,0	1 737,2	1 721,3	22 278,1	1 713,7
6 Total	37 316,5	37 313,7	37 318,4	37 332,7	37 353,9	37 350,3	37 327,8	37 336,7	37 350,4	37 390,9	37 598,5	37 793,2	38 239,2	487 022,2	37 463,2
7 Variations nettes		(2,7)	4,7	14,3	21,1	(3,5)	(22,5)	8,9	13,7	40,5	207,6	194,7	446,0	922,7	
8 Amortissement cumulé															
9 Postes	8 837,7	8 889,3	8 938,4	8 984,1	9 031,4	9 074,3	9 104,6	9 151,1	9 185,6	9 237,7	9 291,4	9 340,0	9 364,6	118 430,2	9 110,0
10 Lignes	4 250,5	4 265,1	4 279,8	4 292,1	4 306,1	4 320,2	4 334,9	4 348,2	4 362,9	4 377,0	4 391,2	4 404,4	4 419,2	56 351,7	4 334,7
11 Autres actifs de réseau	619,2	622,5	626,9	632,0	634,2	638,7	642,8	647,0	651,6	655,7	660,0	664,1	668,1	8 362,9	643,3
12 Actifs de soutien	522,5	513,4	516,8	519,5	522,0	526,0	529,6	532,1	536,1	537,4	541,1	544,7	546,2	6 887,5	529,8
13 Télécommunications	960,9	967,9	974,8	981,4	988,3	995,2	1 002,0	1 008,9	1 015,9	1 012,0	1 018,9	1 025,8	1 000,7	12 952,7	996,4
14 Total	15 190,8	15 258,1	15 336,7	15 409,2	15 482,1	15 554,3	15 613,9	15 687,4	15 752,2	15 819,8	15 902,5	15 979,1	15 998,8	202 984,9	15 614,2
15 Valeur nette															
16 Postes	12 189,4	12 142,0	12 092,1	12 062,3	12 016,0	11 960,9	11 915,9	11 862,5	11 828,6	11 805,3	11 879,3	11 976,1	12 261,1	155 991,4	11 999,3
17 Lignes	8 143,0	8 134,1	8 121,9	8 104,8	8 106,0	8 095,5	8 067,6	8 055,4	8 047,3	8 051,2	8 109,1	8 111,0	8 221,2	105 368,0	8 105,2
18 Autres actifs de réseau	682,8	678,6	674,1	670,2	667,8	663,5	659,4	657,7	655,1	651,2	646,9	647,2	649,8	8 606,3	662,0
19 Actifs de soutien	364,0	360,9	359,7	358,5	361,0	361,0	360,0	363,8	365,9	367,5	367,6	368,3	387,7	4 746,1	365,1
20 Télécommunications	746,5	740,1	733,9	727,7	721,0	715,2	711,0	707,9	701,3	695,8	693,1	711,4	720,6	9 325,4	717,3
21 Total	22 125,7	22 055,6	21 981,7	21 923,5	21 871,8	21 796,0	21 714,0	21 649,3	21 598,2	21 571,1	21 696,0	21 814,1	22 240,4	284 037,3	21 849,0
22 Actifs incorporels (Détail page suivante)															
23 Valeur d'acquisition	1 018,5	1 018,7	1 019,0	1 020,3	1 020,5	1 021,4	1 023,1	1 022,0	1 022,3	1 024,3	1 033,4	1 037,4	1 058,8	13 339,7	1 026,1
24 Amortissement cumulé	516,4	517,9	519,5	521,0	522,6	524,2	525,7	525,1	526,8	511,0	513,0	515,5	517,3	6 756,0	519,7
25 Valeur nette	502,2	500,8	499,5	499,3	497,9	497,2	497,4	496,9	495,6	513,3	520,4	521,9	541,5	6 583,7	506,4
26 Autres actifs															
27 Actifs réglementaires	17,2	16,8	16,0	16,7	16,7	16,6	16,5	16,4	16,2	16,2	16,1	16,1	16,2	213,6	16,4
28 Contributions internes et autres	(587,0)	(585,3)	(583,3)	(581,7)	(580,0)	(578,7)	(573,0)	(571,3)	(569,7)	(569,1)	(568,2)	(566,5)	(561,6)	(7 475,4)	(575,0)
29 Remboursement gouvernemental	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30 Total	(569,8)	(568,5)	(567,3)	(565,0)	(563,3)	(562,1)	(556,5)	(554,9)	(553,4)	(552,9)	(552,1)	(550,5)	(545,5)	(7 261,8)	(558,6)
31 Fonds de roulement															
32 Encaisse réglementaire	64,6	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	68,9	891,5	68,6
33 Matériaux, combustible et fournitures	153,5	153,1	152,7	155,1	160,3	161,7	158,0	156,8	157,6	155,6	157,5	157,4	162,9	2 042,3	157,1
34 Actifs stratégiques	39,9	40,0	40,7	40,7	41,3	40,9	43,5	44,4	41,4	40,0	41,1	41,4	41,8	537,1	41,3
35 Total	258,1	262,0	262,3	264,7	270,5	271,5	270,4	270,1	268,0	264,5	267,5	267,7	273,6	3 470,9	267,0
36 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 316,1	22 249,9	22 176,2	22 122,6	22 076,9	22 002,7	21 925,2	21 861,3	21 808,4	21 796,0	21 931,8	22 053,1	22 510,1	286 830,1	22 063,9

Tableau A6.6-2 (Suite)
Base de tarification – Année réelle 2020 (M\$)
(Détail des actifs incorporels)

ACTIFS INCORPORELS	1er janvier 2020 Réel (1)	31 janvier 2020 Réel (2)	29 février 2020 Réel (3)	31 mars 2020 Réel (4)	30 avril 2020 Réel (5)	31 mai 2020 Réel (6)	30 juin 2020 Réel (7)	31 juillet 2020 Réel (8)	31 août 2020 Réel (9)	30 septembre 2020 Réel (10)	31 octobre 2020 Réel (11)	30 novembre 2020 Réel (12)	31 décembre 2020 Réel (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2020 (15) = (14)/13
Coût d'origine															
1 Servitudes	539,7	539,9	540,2	540,3	540,5	540,9	540,4	540,7	541,0	540,9	541,5	540,1	541,2	7 027,5	540,6
2 Logiciels	473,2	473,1	473,2	474,4	474,4	474,4	476,6	475,2	475,2	477,3	485,8	491,1	511,4	6 235,4	479,6
3 Autres	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	76,8	5,9
4 Total	1 018,5	1 018,7	1 019,0	1 020,3	1 020,5	1 021,4	1 023,1	1 022,0	1 022,3	1 024,3	1 033,4	1 037,4	1 058,8	13 339,7	1 026,1
5 <i>Variations nettes</i>		0,2	0,3	1,4	0,1	0,9	1,7	(1,1)	0,3	2,0	9,1	4,0	21,4	40,3	
6 Amortissement cumulé															
7 Servitudes	84,8	84,9	85,0	85,1	85,2	85,3	85,4	85,6	85,7	85,8	85,9	86,0	86,1	1 110,8	85,4
8 Logiciels	431,6	433,0	434,5	435,9	437,4	438,8	440,3	439,6	441,1	425,2	427,1	429,6	431,2	5 645,2	434,2
9 Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Total	516,4	517,9	519,5	521,0	522,6	524,2	525,7	525,1	526,8	511,0	513,0	515,5	517,3	6 756,0	519,7
11 Valeur nette															
12 Servitudes	454,9	455,0	455,1	455,2	455,2	455,6	454,9	455,2	455,4	455,2	455,7	454,2	455,1	5 916,8	455,1
13 Logiciels	41,6	40,1	38,7	38,5	37,0	35,6	36,4	35,6	34,1	52,1	58,6	61,6	80,3	590,1	45,4
14 Autres	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	76,8	5,9
15 Total	502,2	500,8	499,5	499,3	497,9	497,2	497,4	496,9	495,6	513,3	520,4	521,9	541,5	6 583,7	506,4

**Tableau A6.6-3
Base de tarification – Année de base 2021 (M\$)**

	1er janvier 2021 Réel (1)	31 janvier 2021 Réel (2)	28 février 2021 Réel (3)	31 mars 2021 Réel (4)	30 avril 2021 Réel (5)	31 mai 2021 Projeté (6)	30 juin 2021 Projeté (7)	31 juillet 2021 Projeté (8)	31 août 2021 Projeté (9)	30 septembre 2021 Projeté (10)	31 octobre 2021 Projeté (11)	30 novembre 2021 Projeté (12)	31 décembre 2021 Projeté (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2021 (15) = (14)/13
Immobilisations corporelles en exploitation															
1 Postes	21 625,7	21 622,6	21 621,5	21 633,1	21 629,1	21 676,9	21 717,4	21 766,7	21 798,3	21 977,0	22 172,5	22 351,9	22 476,8	284 069,5	21 851,5
2 Lignes	12 640,4	12 644,1	12 642,8	12 642,1	12 644,2	12 663,3	12 677,6	12 709,0	12 727,9	12 755,5	12 770,5	12 779,0	12 858,6	165 155,0	12 704,2
3 Autres actifs de réseau	1 317,9	1 317,8	1 317,8	1 317,8	1 300,7	1 300,2	1 322,7	1 322,8	1 322,8	1 322,8	1 332,4	1 359,7	1 375,9	17 236,4	1 325,9
4 Actifs de soutien	933,8	933,7	936,1	950,4	956,5	952,5	965,5	967,0	968,5	982,0	988,3	1 024,1	1 033,5	12 592,0	968,6
5 Télécommunications	1 721,3	1 721,8	1 722,3	1 724,0	1 732,1	1 739,3	1 745,1	1 749,0	1 752,1	1 764,3	1 783,8	1 809,7	1 817,4	22 782,3	1 752,5
6 Total	38 239,2	38 240,0	38 240,6	38 250,3	38 262,0	38 354,8	38 428,3	38 514,4	38 569,6	38 801,6	39 047,5	39 324,5	39 562,2	501 835,2	38 602,7
7 <i>Variations nettes</i>		.8	.5	9,7	11,8	92,7	73,5	86,1	55,2	232,0	245,9	276,9	237,8	1 323,0	
8 Amortissement cumulé															
9 Postes	9 364,6	9 412,5	9 460,3	9 506,8	9 553,3	9 613,0	9 670,3	9 729,0	9 786,8	9 846,7	9 907,2	9 969,6	10 046,3	125 866,5	9 682,0
10 Lignes	4 419,2	4 433,2	4 447,1	4 458,5	4 471,4	4 486,2	4 500,6	4 515,3	4 529,8	4 544,8	4 559,9	4 575,2	4 594,1	58 535,3	4 502,7
11 Autres actifs de réseau	668,1	672,3	675,5	671,7	675,5	682,1	686,6	691,2	695,7	700,3	704,8	709,4	714,2	8 948,4	688,3
12 Actifs de soutien	546,2	548,4	554,5	562,7	566,3	564,8	569,0	573,3	577,7	582,0	586,5	590,9	595,5	7 417,7	570,6
13 Télécommunications	1 000,7	1 007,7	1 014,3	1 021,0	1 028,0	1 034,9	1 042,0	1 049,1	1 056,2	1 063,4	1 070,6	1 078,0	1 085,5	13 551,3	1 042,4
14 Total	15 998,8	16 074,1	16 152,8	16 220,7	16 294,5	16 381,0	16 468,4	16 557,8	16 646,2	16 737,1	16 829,0	16 923,2	17 035,6	214 319,2	16 486,1
15 Valeur nette															
16 Postes	12 261,1	12 210,0	12 161,2	12 126,2	12 075,8	12 063,9	12 047,2	12 037,7	12 011,5	12 130,3	12 265,3	12 382,3	12 430,5	158 203,0	12 169,5
17 Lignes	8 221,2	8 210,8	8 195,7	8 183,6	8 172,8	8 177,1	8 177,0	8 193,7	8 198,1	8 210,7	8 210,7	8 203,8	8 264,6	106 619,7	8 201,5
18 Autres actifs de réseau	649,8	645,5	641,3	629,0	624,7	640,7	636,1	631,6	627,1	622,5	627,6	650,3	661,6	8 288,0	637,5
19 Actifs de soutien	387,7	385,3	381,6	387,7	390,2	387,8	396,5	393,7	390,8	400,0	401,9	433,2	438,0	5 174,2	398,0
20 Télécommunications	720,6	714,2	708,0	703,0	704,1	704,4	703,1	699,9	695,9	701,0	713,2	731,7	731,9	9 231,0	710,1
21 Total	22 240,4	22 165,9	22 087,7	22 029,6	21 967,5	21 973,8	21 959,9	21 956,6	21 923,4	22 064,5	22 218,6	22 401,3	22 526,6	287 515,9	22 116,6
22 Actifs incorporels (Détail page suivante)															
23 Valeur d'acquisition	1 058,8	1 064,2	1 064,3	1 064,7	1 066,3	1 068,1	1 071,1	1 072,1	1 072,1	1 073,1	1 073,1	1 073,1	1 090,2	13 911,0	1 070,1
24 Amortissement cumulé	517,3	519,4	521,6	523,8	526,0	527,9	530,7	533,0	535,4	537,7	540,1	542,5	544,8	6 900,4	530,8
25 Valeur nette	541,5	544,8	542,7	540,9	540,3	540,2	540,4	539,0	536,7	535,3	532,9	530,6	545,3	7 010,6	539,3
26 Autres actifs															
27 Actifs réglementaires	16,2	15,9	15,8	15,8	15,6	15,2	14,9	14,6	14,3	14,0	13,7	13,3	14,3	193,8	14,9
28 Contributions internes et autres	(561,6)	(559,8)	(558,2)	(556,5)	(554,3)	(548,5)	(546,8)	(545,2)	(542,8)	(541,2)	(539,5)	(538,2)	(536,6)	(7 129,3)	(548,4)
29 Remboursement gouvernemental	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30 Total	(545,5)	(543,9)	(542,4)	(540,8)	(538,7)	(533,2)	(531,9)	(530,5)	(528,5)	(527,2)	(525,9)	(524,9)	(522,3)	(6 935,5)	(533,5)
31 Fonds de roulement															
32 Encaisse réglementaire	68,9	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	64,7	845,8	65,1
33 Matériaux, combustible et fournitures	162,9	163,6	167,5	173,3	168,7	172,2	175,8	179,4	183,0	186,6	190,2	193,8	198,0	2 314,9	178,1
34 Actifs stratégiques	39,8	38,3	36,4	34,6	31,6	32,5	32,3	34,7	33,2	35,0	36,4	36,0	38,5	459,3	35,3
35 Total	271,6	266,7	268,7	272,6	265,0	269,4	272,9	278,8	281,0	286,3	291,3	294,5	301,2	3 620,0	278,5
36 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 508,0	22 433,4	22 356,7	22 302,3	22 234,1	22 250,3	22 241,3	22 243,9	22 212,5	22 359,0	22 517,0	22 701,5	22 850,9	291 211,0	22 400,9

Tableau A6.6-3 (Suite)
Base de tarification – Année de base 2021 (M\$)
(Détail des actifs incorporels)

ACTIFS INCORPORELS	1er janvier 2021 Réel (1)	31 janvier 2021 Réel (2)	28 février 2021 Réel (3)	31 mars 2021 Réel (4)	30 avril 2021 Réel (5)	31 mai 2021 Projeté (6)	30 juin 2021 Projeté (7)	31 juillet 2021 Projeté (8)	31 août 2021 Projeté (9)	30 septembre 2021 Projeté (10)	31 octobre 2021 Projeté (11)	30 novembre 2021 Projeté (12)	31 décembre 2021 Projeté (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2021 (15) = (14)/13
Coût d'origine															
1 Servitudes	541,2	541,7	541,7	542,1	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	7 057,3	542,9
2 Logiciels	511,4	516,5	516,5	516,5	516,8	518,7	521,6	522,6	522,6	523,6	523,6	523,6	540,7	6 774,6	521,1
3 Autres	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	79,1	6,1
4 Total	1 058,8	1 064,2	1 064,3	1 064,7	1 066,3	1 068,1	1 071,1	1 072,1	1 072,1	1 073,1	1 073,1	1 073,1	1 090,2	13 911,0	1 070,1
5 Variations nettes		5,5	0,0	,4	1,6	1,8	3,0	,9	-	1,0	-	-	17,1	31,4	
6 Amortissement cumulé															
7 Servitudes	86,1	86,2	86,3	86,4	86,5	86,6	86,7	86,8	86,9	87,0	87,1	87,2	87,3	1 127,0	86,7
8 Logiciels	431,2	433,2	435,3	437,4	439,5	441,3	444,0	446,3	448,5	450,8	453,0	455,3	457,5	5 773,3	444,1
9 Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Total	517,3	519,4	521,6	523,8	526,0	527,9	530,7	533,0	535,4	537,7	540,1	542,5	544,8	6 900,4	530,8
11 Valeur nette															
12 Servitudes	455,1	455,5	455,4	455,7	456,9	456,8	456,7	456,6	456,5	456,4	456,3	456,2	456,1	5 930,2	456,2
13 Logiciels	80,3	83,3	81,2	79,1	77,4	77,3	77,6	76,3	74,1	72,8	70,5	68,3	83,2	1 001,3	77,0
14 Autres	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	79,1	6,1
15 Total	541,5	544,8	542,7	540,9	540,3	540,2	540,4	539,0	536,7	535,3	532,9	530,5	545,3	7 010,6	539,3

**Tableau A6.6-4
Base de tarification – Année témoin 2022 (M\$)**

	1er janvier 2022 Projeté (1)	31 janvier 2022 Projeté (2)	28 février 2022 Projeté (3)	31 mars 2022 Projeté (4)	30 avril 2022 Projeté (5)	31 mai 2022 Projeté (6)	30 juin 2022 Projeté (7)	31 juillet 2022 Projeté (8)	31 août 2022 Projeté (9)	30 septembre 2022 Projeté (10)	31 octobre 2022 Projeté (11)	30 novembre 2022 Projeté (12)	31 décembre 2022 Projeté (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2022 (15) = (14)/13
Immobilisations corporelles en exploitation															
1 Postes	22 476,8	22 474,0	22 484,4	22 507,8	22 515,3	22 532,1	22 554,7	22 581,7	22 650,7	22 769,3	22 992,0	23 122,7	23 383,5	295 045,0	22 695,8
2 Lignes	12 858,6	12 860,1	12 861,8	12 864,5	12 908,7	12 919,4	12 922,2	13 010,7	13 019,7	13 038,1	13 057,4	13 081,6	13 176,6	168 579,4	12 967,6
3 Autres actifs de réseau	1 375,9	1 379,4	1 379,5	1 379,6	1 379,7	1 385,8	1 386,0	1 386,1	1 394,2	1 394,3	1 396,3	1 398,4	1 404,2	18 039,4	1 387,6
4 Actifs de soutien	1 033,5	1 098,0	1 098,3	1 102,8	1 103,2	1 103,5	1 109,6	1 109,9	1 110,3	1 116,6	1 116,4	1 126,4	1 172,2	14 400,8	1 107,8
5 Télécommunications	1 817,4	1 826,4	1 827,4	1 835,3	1 840,9	1 847,1	1 860,7	1 866,1	1 872,0	1 883,3	1 898,2	1 891,6	1 908,7	24 175,1	1 859,6
6 Total	39 562,2	39 637,8	39 651,4	39 690,1	39 747,8	39 788,0	39 833,0	39 954,5	40 047,0	40 201,7	40 460,2	40 620,7	41 045,2	520 239,7	40 018,4
7 Variations nettes		75,6	13,6	38,7	57,7	40,2	45,0	121,5	92,5	154,7	258,6	160,4	424,5	1 482,9	
8 Amortissement cumulé															
9 Postes	10 046,3	10 105,3	10 163,7	10 222,5	10 282,4	10 341,6	10 401,0	10 461,8	10 521,7	10 583,7	10 646,4	10 710,7	10 789,8	135 276,8	10 405,9
10 Lignes	4 594,1	4 608,5	4 622,9	4 637,3	4 652,1	4 666,7	4 681,3	4 696,3	4 711,2	4 726,6	4 742,1	4 757,8	4 772,2	60 874,1	4 682,6
11 Autres actifs de réseau	714,2	719,2	724,1	729,0	734,0	738,9	743,9	749,0	754,0	759,7	765,4	771,1	776,9	9 679,5	744,6
12 Actifs de soutien	595,5	599,8	604,2	608,5	613,0	617,4	621,8	626,3	630,7	635,2	639,7	644,2	648,8	8 085,2	621,9
13 Télécommunications	1 085,5	1 092,6	1 099,8	1 107,0	1 114,3	1 121,6	1 128,9	1 136,3	1 143,7	1 151,2	1 158,8	1 166,5	1 174,1	14 680,2	1 129,2
14 Total	17 035,6	17 125,4	17 214,7	17 304,4	17 395,7	17 486,1	17 576,9	17 669,6	17 761,4	17 856,5	17 952,4	18 050,4	18 166,7	228 595,8	17 584,3
15 Valeur nette															
16 Postes	12 430,5	12 368,6	12 320,7	12 285,3	12 232,9	12 190,5	12 153,7	12 120,0	12 129,0	12 185,5	12 345,6	12 412,0	12 593,7	159 768,1	12 289,9
17 Lignes	8 264,6	8 251,6	8 238,9	8 227,1	8 256,6	8 252,7	8 240,8	8 314,4	8 308,5	8 311,5	8 315,3	8 323,7	8 399,4	107 705,3	8 285,0
18 Autres actifs de réseau	661,6	660,2	655,4	650,6	645,8	646,9	642,0	637,1	640,2	634,6	630,8	627,2	627,3	8 359,9	643,1
19 Actifs de soutien	438,0	498,2	494,1	494,3	490,2	486,1	487,8	483,7	479,6	481,4	476,7	482,2	523,4	6 315,6	485,8
20 Télécommunications	731,9	733,8	727,6	728,3	726,7	725,5	731,8	729,8	728,3	732,1	739,4	725,1	734,7	9 494,9	730,4
21 Total	22 526,6	22 512,4	22 436,8	22 385,6	22 352,2	22 301,9	22 256,1	22 284,9	22 285,6	22 345,1	22 507,8	22 570,3	22 878,5	291 643,9	22 434,1
22 Actifs incorporels (Détail page suivante)															
23 Valeur d'acquisition	1 090,2	1 090,2	1 090,4	1 090,4	1 090,4	1 090,7	1 094,2	1 094,2	1 094,5	1 094,5	1 095,5	1 094,7	1 138,6	14 248,3	1 096,0
24 Amortissement cumulé	544,8	547,1	549,3	551,4	553,6	555,8	557,9	560,1	562,4	564,6	566,8	569,0	571,2	7 254,1	558,0
25 Valeur nette	545,3	543,1	541,1	539,0	536,8	534,9	536,3	534,1	532,1	529,9	528,7	525,7	567,3	6 994,2	538,0
26 Autres actifs															
27 Actifs réglementaires	14,3	14,0	13,6	13,6	13,2	12,8	12,5	12,1	11,7	11,4	11,0	10,6	15,8	166,7	12,8
28 Contributions internes et autres	(536,6)	(535,0)	(536,9)	(535,3)	(533,6)	(532,0)	(530,3)	(528,7)	(527,0)	(525,4)	(523,7)	(1 487,9)	(2 451,8)	(9 784,3)	(752,6)
29 Remboursement gouvernemental	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30 Total	(522,3)	(521,0)	(523,3)	(521,7)	(520,4)	(519,2)	(517,9)	(516,6)	(515,3)	(514,0)	(512,7)	(1 477,3)	(2 435,9)	(9 617,7)	(739,8)
31 Fonds de roulement															
32 Encaisse réglementaire	64,7	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	846,9	65,1
33 Matériaux, combustible et fournitures	198,0	197,7	197,4	197,1	196,8	196,5	196,2	195,9	195,6	195,3	195,0	194,7	194,2	2 550,4	196,2
34 Actifs stratégiques	38,1	37,2	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	37,7	490,1	37,7
35 Total	300,8	300,1	300,3	300,0	299,7	299,4	299,1	298,8	298,5	298,2	297,9	297,6	297,1	3 887,4	299,0
36 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 850,5	22 834,6	22 754,9	22 702,9	22 668,2	22 617,0	22 573,6	22 601,2	22 600,9	22 659,2	22 821,7	21 916,3	21 307,0	292 907,8	22 531,4

Tableau A6.6-4 (Suite)
Base de tarification – Année témoin 2022 (M\$)
(Détail des actifs incorporels)

ACTIFS INCORPORELS	1er janvier 2022 Projeté (1)	31 janvier 2022 Projeté (2)	28 février 2022 Projeté (3)	31 mars 2022 Projeté (4)	30 avril 2022 Projeté (5)	31 mai 2022 Projeté (6)	30 juin 2022 Projeté (7)	31 juillet 2022 Projeté (8)	31 août 2022 Projeté (9)	30 septembre 2022 Projeté (10)	31 octobre 2022 Projeté (11)	30 novembre 2022 Projeté (12)	31 décembre 2022 Projeté (13)	Total 13 soldes (14) = (1) à (13)	Moyenne 2022 (15) = (14)/13
Coût d'origine															
1 Servitudes	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	543,4	7 064,2	543,4
2 Logiciels	540,7	540,7	540,7	540,7	540,7	540,7	544,2	544,2	544,2	544,2	545,2	544,2	588,1	7 098,5	546,0
3 Autres	6,1	6,1	6,3	6,3	6,3	6,6	6,6	6,6	6,8	6,8	6,8	7,1	7,1	85,6	6,6
4 Total	1 090,2	1 090,2	1 090,4	1 090,4	1 090,4	1 090,7	1 094,2	1 094,2	1 094,5	1 094,5	1 095,5	1 094,7	1 138,6	14 248,3	1 096,0
5 <i>Variations nettes</i>		-	0,3	-	-	0,3	3,6	-	0,3	-	1,0	(0,8)	43,8	48,4	
6 Amortissement cumulé															
7 Servitudes	87,3	87,3	87,4	87,4	87,5	87,6	87,6	87,7	87,8	87,9	87,9	88,0	88,1	1 139,5	87,7
8 Logiciels	457,5	459,8	461,9	464,0	466,1	468,2	470,3	472,4	474,6	476,7	478,9	481,0	483,2	6 114,6	470,4
9 Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Total	544,8	547,1	549,3	551,4	553,6	555,8	557,9	560,1	562,4	564,6	566,8	569,0	571,2	7 254,1	558,0
11 Valeur nette															
12 Servitudes	456,1	456,1	456,0	456,0	455,9	455,8	455,8	455,7	455,6	455,5	455,5	455,4	455,3	5 924,7	455,7
13 Logiciels	83,2	80,9	78,8	76,7	74,6	72,5	74,0	71,8	69,7	67,5	66,4	63,2	104,9	983,9	75,7
14 Autres	6,1	6,1	6,3	6,3	6,3	6,6	6,6	6,6	6,8	6,8	6,8	7,1	7,1	85,6	6,6
15 Total	545,3	543,1	541,1	539,0	536,8	534,9	536,3	534,1	532,1	529,9	528,7	525,7	567,3	6 994,2	538,0

6.7 Mises en service 2019-2022

Tableau A6.7-1
Mises en service – Année réelle 2019 (M\$)

	Valeur autorisée			Total MES	
	HQ (1)	Régie (2)	Décision Régie (3)	2019 (Note 1) (4)	Cumulé (5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie				1 487,7	
2 Poste Manicouagan - Réfection CS24 et systèmes connexes	87,5	69,6	D-2012-151	8,6	63,3
3 Poste Nicolet	68,5	68,5	D-2013-156	23,4	60,3
4 Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	282,1	281,7	D-2014-045	102,3	201,7
5 Poste Chelsea - Remplacement équipements et automatismes	39,8	39,8	D-2014-110	10,9	36,4
6 Mise en place du réseau IP MPLS/VPN	97,6	97,6	D-2014-191	17,4	96,2
7 Modernisation des liaisons optiques (NG-SONET)	66,7	66,7	D-2014-191	6,5	42,8
8 Poste Judith-Jasmin	260,4	260,4	D-2015-022	116,9	225,9
9 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île (Note 2)	1 090,3	1 083,4	D-2015-023	818,0	1 033,0
10 Poste Saint-Patrick	129,3	129,3	D-2015-051	94,6	97,2
11 Poste Notre-Dame	29,9	29,9	D-2015-075	8,2	26,9
12 Ligne Langlois - Vaudreuil-Soulanges	46,3	46,3	D-2016-106	5,8	46,3
13 Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur	119,1	98,0	D-2016-130	99,9	124,4
14 Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	115,0	115,0	D-2016-176	52,8	118,8
15 Poste Aqueduc	35,3	35,3	D-2017-001	7,9	18,8
16 Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	300,4	300,4	D-2017-025	(12,4)	145,1
17 Poste Sherbrooke - Renforcement du réseau	76,1	76,1	D-2017-088	10,7	75,0
18 Reconstruction lignes à 120 kV à Gatineau	51,6	51,6	D-2018-028	31,1	31,1
19 Poste Montagnais - Remplacement inductances shunt à 735 kV	43,6	43,6	D-2018-092	13,2	13,2
20 Poste Châteauguay - Remplacement équipements et automatismes	36,8	36,8	D-2018-133	5,3	5,3
21 Ligne Beaumont - Dorchester	25,6	25,6	D-2019-039	28,4	28,4
22 Autres mises en service				38,2	
23 Mises en service projets - autres				789,4	
24 Sécurisation des postes (Note 3)	57,8			42,4	42,4
25 Poste Duvernay - Remplacement équipements appareillage (Note 4)	26,3			5,9	17,1
26 Poste Carignan - Remplacement transformateurs	22,4			5,1	21,3
27 Poste Varennes - Ajout transformateur	22,1			8,8	8,8
28 Aéroport de Némiscau - Piste atterrissage	20,8			5,7	18,5
29 Ligne Saint-Maxime - Marie-Victorin	20,4			15,1	15,1
30 Poste Notre-Dame - Remplacement transformateurs	19,5			10,8	18,7
31 Poste Outardes-3 - Remplacement câbles	18,9			11,1	15,8
32 Poste Sainte-Croix - Remplacement transformateurs	17,2			18,0	18,0
33 Remplacement transformateurs de courant - IMBE (Note 5)	16,9			14,0	14,0
34 Mise en place des fondations technologiques OptiCT (Note 6)	16,4			13,1	13,1
35 Accumulateurs 2017-2019	16,0			6,0	14,9
36 Poste Terrebonne	15,8			6,7	12,9
37 Poste Carillon - Remplacement disjoncteurs	14,2			8,0	12,9
38 Poste Montréal-Est - Ajout transformateur	12,0			9,2	9,2
39 Poste Saraguay - Ajout transformateur	11,9			7,9	7,9
40 Poste Matagami	11,8			10,2	10,2
41 Poste Charlesbourg - Ajout transformateur	10,8			9,5	9,5
42 Raccordement Ville de Montréal - Station d'épuration	10,7			5,1	7,6
43 Accumulateurs 2018	9,8			6,1	6,1
44 Poste La Vérendrye - Remplacement inductance	9,4			10,5	10,5
45 Poste Vaudreuil-Soulanges - Ajout transformateur	9,3			9,1	9,1
46 Poste Chamouchouane - Remplacement équipements	9,2			5,2	5,2
47 Remplacement automatismes de manœuvre de parafoudres	8,4			5,8	7,1
48 Poste Duvernay - Ajout d'un entrepôt	8,3			5,1	7,9
49 Poste Châteauguay - Ajout transformateur	8,1			6,1	6,1
50 Poste Berni	7,5			7,4	7,4
51 Poste Eastmain	7,4			8,2	8,2
52 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 2-107)	6,3			6,0	6,0
53 Poste Lorrainville - Remplacement équipements	6,2			6,3	6,9
54 Poste Gaspé	6,1			6,0	6,0
55 Poste Nicolet - Remplacement inductance	6,0			5,3	5,3
56 Poste Abitibi - Remplacement inductances XL3-A et XL3-B	6,0			5,5	5,5
57 Poste Albanel - Remplacement inductances	6,0			6,3	6,3
58 Poste Québec - Remplacement disjoncteurs	5,9			5,8	5,8
59 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 2-101)	5,9			5,5	5,5
60 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 2-100)	5,8			5,3	5,3
61 Poste Madawaska	5,1			5,2	5,2
62 Poste Maisonneuve - Remplacement équipements	4,4			5,4	6,3
63 Postes Némiscau et Albanel - Remplacement transformateurs	4,3			5,5	5,5
64 Autres mises en service				445,2	
65 Total				2 277,1	

Note 1 : Les MES 2019 comprennent 31,5 M\$ d'actifs incorporels, (1,8) M\$ de contributions internes et 6,1 M\$ d'actifs réglementaires.

Note 2 : Le projet inclut un montant de MES 2019 de 12,4 M\$ en actifs incorporels.

Note 3 : Les coûts du projet de sécurisation des postes ont été révisés à la hausse de 33,6 M\$, principalement pour la hausse des coûts de travaux et une prolongation des délais (D-2019-068).

Note 4 : Les coûts du projet Duvernay ont été révisés à la hausse de 9,3 M\$, principalement pour la hausse des coûts des travaux et une prolongation des délais suite aux reports de l'obtention des retraits d'exploitation.

Note 5 : Les coûts du projet de remplacement des transformateurs de courant - IMBE ont été révisés à la hausse de 3,7 M\$ suite à une révision de l'étendue des travaux à exécuter dans le cadre de ce projet.

Note 6 : Le projet inclut un montant de MES 2019 de 5,7 M\$ en actifs incorporels.

Tableau A6.7-2
Mises en service – Année réelle 2020 (M\$)

	Valeur autorisée			Total MES	
	HQ	Régie	Décision Régie	2020 (Note 1)	Cumulé
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie				518,7	
2 Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatismes	41,2	41,2	D-2014-111	10,3	38,4
3 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île	1 090,3	1 083,4	D-2015-023	13,7	1 046,7
4 Poste Saint-Jean	114,4	114,4	D-2016-013	99,8	106,8
5 Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2 (Note 2)	48,8	55,3	D-2016-161	7,1	15,2
6 Poste Aqueduc	35,3	35,3	D-2017-001	8,8	27,5
7 Poste Mékinac	41,3	41,3	D-2017-047	40,1	40,1
8 Reconstruction lignes à 120 kV à Gatineau (Note 3)	66,7	51,6	D-2018-028	30,4	61,5
9 Poste Duvernay	73,8	73,8	D-2018-043	30,7	30,7
10 Poste Chaudière (Note 4)	58,6	47,4	D-2018-051	47,7	47,7
11 Poste des Patriotes	103,2	103,2	D-2018-058	98,7	98,7
12 Poste La Prairie (Note 5)	45,1	57,3	D-2018-059	33,0	33,0
13 Poste Achigan	48,7	48,7	D-2018-115	48,3	48,3
14 Poste Châteauguay - Remplacement équipements et automatismes	36,8	36,8	D-2018-133	12,5	17,8
15 Autres mises en service				37,6	
16 Mises en service projets - autres				701,9	
17 Sécurisation des postes	57,8			13,0	55,4
18 Poste Thurso-Papineau (Note 6)	31,3			28,8	28,8
19 Modernisation - Gestion de l'équilibre offre et demande d'énergie (GÉODE) (Note 7)	27,9			20,9	20,9
20 Poste Aqueduc - Ajout transformateur	22,0			18,9	20,0
21 Intégration biomasse forestière - Raccordement client	22,0			15,6	16,0
22 Poste Anne-Hébert - Ajout transformateur	21,4			14,3	14,3
23 Poste Lebel	21,1			13,1	13,5
24 Câble fibres optiques - Matagami-Radisson	19,6			13,3	13,3
25 Poste Aqueduc - Remplacement transformateur	17,8			10,3	15,7
26 Poste Hériot - Pérennité des automatismes	17,0			16,9	16,9
27 Poste Valleyfield	16,7			7,7	16,3
28 Poste Laurentides - Remplacement transformateur	15,4			7,0	15,9
29 Évolution logiciel inventaire Granite (Note 8)	14,0			14,5	14,5
30 Poste Saraguay - Ajout transformateur	14,0			6,0	13,9
31 Poste Baie d'Urfé - Ajout transformateur	13,9			6,1	6,1
32 Poste Radisson - Remplacement disjoncteurs	13,5			5,0	5,9
33 Ligne Trois-Rivières - Bécancour	11,2			10,3	10,3
34 Poste Lévis - Remplacement inductances	11,1			10,3	10,3
35 Poste La Grande-2 - Remplacement transformateurs de réserve	10,8			5,8	10,6
36 Poste Montagnais - Réfection bâtiments	10,0			16,6	16,8
37 Poste La Vérendrye - Remplacement système protections	8,9			9,9	10,4
38 Poste Baie d'Urfé - Raccordement client	7,5			6,0	6,0
39 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 102-201)	7,5			6,4	6,4
40 Ligne Bryson - Chénoux	7,3			5,5	5,5
41 Poste Bersimis-2 - Réfection bâtiment de commande	6,7			6,9	6,9
42 Modernisation du Calculateur prévisionnel de la demande d'électricité (Note 9)	6,4			7,3	7,3
43 Poste Hauterive	6,0			6,2	6,2
44 Poste Nicolet - Remplacement systèmes de ventilation	5,9			5,8	5,8
45 Ligne Lévis - Nicolet - Remplacement isolateurs	5,7			6,0	6,0
46 Intégration centrale cogénération	5,1			5,0	5,0
47 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 77-176)	4,6			5,0	5,0
48 Autres mises en service				377,5	
49 Total				1 220,6	

Note 1 : Les MES 2020 comprennent 60,4 M\$ d'actifs incorporels, 2,0 M\$ de contributions internes et 3,0 M\$ d'actifs réglementaires.

Note 2 : Suite à la D-2016-161, les coûts réels de mises en service pour les avant-projets autorisés dans la D-2014-191 sont intégrés au présent projet.

Note 3 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 15,1 M\$ suite à la complexité du chantier en milieu urbain et des conditions défavorables du marché de la construction ainsi qu'aux impacts liés à la Covid-19.

Note 4 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 11,2 M\$ suite aux impacts liés à la Covid-19, à l'augmentation des coûts de travaux et à une prolongation des délais.

Note 5 : Les coûts du projet ont été révisés à la baisse notamment suite au transfert d'une portion des travaux du projet vers un projet global de pérennité du poste, transfert qui sera précisé dans le cadre du suivi des projets majeurs.

Note 6 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 7,4 M\$ suite à des conditions défavorables du marché de la construction, à de nouvelles exigences en matière de santé et sécurité ainsi qu'aux impacts liés à la Covid-19.

Note 7 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 13,7 M\$ suite à une augmentation du niveau de complexité dans le développement ainsi qu'à l'augmentation des coûts de licence. Le projet inclut un montant de MES de 18,4 M\$ en actifs incorporels.

Note 8 : Le montant de MES 2020 est constitué exclusivement d'actifs incorporels.

Note 9 : Le projet inclut un montant de MES de 6,7 M\$ en actifs incorporels.

Tableau A6.7-3
Mises en service – Année de base 2021 (M\$)

	Valeur autorisée			Total MES		
	HQ (1)	Régie (2)	Décision Régie (3)	Mois MES (Note 2) (4)	2021 (Note 1) (5)	Cumulé (6)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie					391,6	
2 Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	282,1	281,7	D-2014-045	Oct	11,9	218,2
3 Poste Manicouagan - Remplacement transformateurs	127,8	127,8	D-2014-168	Résiduelle	6,4	118,6
4 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-Île	1 090,3	1 083,4	D-2015-023	Résiduelle	10,1	1 056,8
5 Poste Saint-Jean	114,4	114,4	D-2016-013	Résiduelle	5,1	111,9
6 Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2 (Note 3)	48,8	55,3	D-2016-161	Mars-Sept-Déc	26,2	41,4
7 Poste Aqueduc	35,3	35,3	D-2017-001	Sept	6,9	34,4
8 Poste Chaudière (Note 4)	58,6	47,4	D-2018-051	Sept	10,9	58,6
9 Poste Châteauguay - Remplacement équipements et automatismes	36,8	36,8	D-2018-133	Déc	15,0	32,9
10 Poste Chénier - Remplacement équipements	39,4	39,4	D-2019-007	Sept-Déc	18,1	22,0
11 Poste Chamouchouane - Remplacement compensateur statique	46,8	46,8	D-2019-071	Oct	43,3	43,3
12 Ligne Micoua - Saguenay (Note 5)	1 000,8	792,7	D-2019-087	Sept-Nov	75,8	75,8
13 Remplacement automatisme RPTC	257,0	A venir	A venir	Nov	26,5	26,5
14 Autres mises en service					135,5	
15 Mises en service projets - autres					1 015,7	
16 Modernisation du réseau de télécommunications liée à la transformation numérique	52,9			Nov	12,1	12,1
17 Développement outils consolidés pour la maintenance du réseau (OCMR) (Note 6)	31,9			Déc	10,1	10,1
18 Poste Saint-Polycarpe	30,4			Oct	18,3	18,3
19 Poste Parent	28,2			Oct	28,0	28,0
20 Postes Chissibi - Alban - Le Moine - Tilly - Remplacement protections lignes	28,0			Oct	10,1	10,1
21 Modernisation - Gestion de l'équilibre offre et demande d'énergie (GÉODE) (Note 6)	27,9			Jan	5,1	26,0
22 Poste Acton	24,9			Oct	15,4	15,4
23 Postes La Vérendrye et Abitibi - Remplacement protections lignes	24,8			Nov	9,1	9,1
24 Ligne Beaumont - Fleury	24,8			Déc	25,0	25,0
25 Ligne Bélanger - Rosemont	24,0			Déc	22,4	22,4
26 Postes Radisson et Nemiscau - Remplacement protection lignes	23,4			Mai-Sept	26,5	26,5
27 Poste de Sainte-Anne-de-Beaupré - Remplacement disjoncteurs	21,9			Juill	16,8	16,8
28 Poste Anne-Hébert - Ajout transformateur	21,4			Nov	6,6	20,9
29 Poste Chibougamau - Remplacement équipements	20,4			Déc	12,3	12,3
30 Postes Montagnais et Arnaud - Remplacement protections lignes	20,2			Oct	5,9	5,9
31 Ligne Dorchester - Adélar-Godbout	19,8			Juill	15,8	15,8
32 Câbles en fibre optique Matagami-Radisson	19,6			Avril	8,4	21,7
33 Postes Donnacona et Waterloo - Ajout unité transformation mobile	18,9			Sept	20,4	20,4
34 Poste Outardes-3 - Remplacement câbles	18,9			Nov	9,2	25,0
35 Poste Cadillac - Remplacement disjoncteurs	18,0			Sept	8,5	9,0
36 Forestville - Déplacement de ligne	17,9			Déc	8,3	12,4
37 Système de commande globale et locale des compensateurs	17,8			Oct	8,8	18,0
38 Gestion des équipements - Intégration des systèmes et inventaires	17,8			Mai	7,0	7,0
39 Poste Beauveville - Remplacement équipements	15,8			Oct	6,7	6,7
40 Poste Grantham	15,6			Nov	6,0	6,7
41 Réseau Chaudière - Conversion lignes à 120 kV	14,9			Déc	14,8	14,8
42 Poste Manicouagan - Remplacement inductances	14,7			Avril	9,9	14,9
43 Poste Lucerne	14,7			Nov	10,6	10,6
44 Poste Bécancour	14,7			Oct	15,0	15,0
45 Poste Baie d'Urfé - Ajout transformateur	13,9			Avril	8,4	14,5
46 Poste Saint-Blaise	13,8			Oct	13,4	13,4
47 Poste Radisson - Remplacement disjoncteurs	13,5			Nov	9,4	15,3
48 Poste Nicolet - Remplacement équipements	13,5			Nov	6,3	6,3
49 Poste Laforge-1	12,4			Oct	5,8	5,8
50 Développement outils d'analyse et d'aide à la prise de décision - Gestion des actifs du réseau de transport	12,0			Déc	9,8	9,8
51 Poste Rivière-du-Loup - Remplacement équipements	11,3			Oct	6,1	12,1
52 Mise à niveau sécurité des postes - NERC norme CIP-014-2	11,2			Fév	6,1	6,1
53 Postes Lévis - Appalaches - Cantons - Remplacement protections lignes	11,1			Avril	7,7	10,1
54 Poste Aqueduc - Remplacement transformateur	10,0			Sept	6,1	10,2
55 Poste Wakefield	9,9			Déc	8,1	8,1
56 Poste Montagnais - Réfection bâtiment	9,5			Déc	9,4	9,4
57 Modernisation du simulateur numérique de grands réseaux en temps réel	9,3			Nov	7,3	9,4
58 Brompton - Raccordement client	9,2			Avril	7,3	10,4
59 Poste Châteauguay - Remplacement conducteurs de mise à la terre	9,0			Juill	8,7	8,7
60 Mise à niveau sécurité des postes - NERC norme CIP-006	8,8			Mars	6,6	8,8
61 Poste Châteauguay - Acquisition transformateur	8,0			Mai	7,3	7,3
62 Poste Wyman	7,6			Nov	7,4	7,4
63 Beauharnois - Aqueduc - Alcan - Reconfiguration lignes	7,4			Mars-Juin	8,0	8,0
64 Poste Normandin	7,3			Oct	7,3	7,3
65 Poste Montagnais - Remplacement disjoncteurs	7,2			Juill	6,7	6,7
66 Ligne Judith-Jasmin - Sainte-Anne-des-Plaines - Raccordement client	7,0			Avril	7,0	7,0
67 Poste Carillon	6,9			Avril	8,2	8,2
68 Poste Nemiscau - Remplacement inductances	6,9			Avril	7,0	7,0
69 Poste La Vérendrye - Remplacement inductance	6,7			Déc	6,4	6,4
70 Installation de transport Montmorency - Remplacement conducteurs de mise à la terre	6,6			Oct	6,6	6,6
71 Poste Micmac - Remplacement disjoncteurs	6,5			Nov	9,2	9,2
72 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 106-214)	6,4			Déc	6,4	6,4
73 Poste Rigaud	6,3			Nov	6,8	7,1
74 Poste Hadley - Remplacement disjoncteurs	6,2			Nov	5,9	6,4
75 Poste Bourget	6,1			Avril	6,0	6,0
76 Poste Tilly - Remplacement équipements	6,1			Juill	5,0	5,0
77 Accumulateurs 2019	6,0			Juin	6,9	8,2
78 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 375-474)	5,9			Juill	5,6	5,6
79 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 215-372)	5,8			Juill	5,8	5,8
80 Poste Arnaud - Remplacement lampadaires et barrière motorisée	5,8			Déc	6,4	6,4
81 Postes Basques - Bersimis-2 - Remplacement protections lignes	5,7			Juin	5,6	5,6
82 Ligne Manicouagan - Lévis - Remplacement isolateurs	5,7			Mai	6,1	6,1
83 Poste Hampstead - Déplacement canalisations souterraines	5,6			Déc	5,6	5,6
84 Poste La Vérendrye - Remplacement compensateurs	A venir			Nov	5,8	9,5
85 Autres mises en service					356,3	
86						
87 Total					1 407,3	

Note 1 : Le tableau présente les montants associés aux MES projetées pour l'année de base 2021. En suivi de la D-2020-146 paragraphe 124, le moment du paiement des contributions n'a pas d'impact sur la base de tarification.
 Note 2 : La désignation "Résiduelle" indique la mise en service de divers coûts résiduels et crédits encourus après la mise en service finale.
 Note 3 : Suite à la D-2016-161, les coûts réels de mises en service pour les avant-projets autorisés dans la D-2014-191 sont intégrés au présent projet.
 Note 4 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 11,2 M\$ notamment suite aux conditions défavorables du marché de la construction ainsi qu'aux impacts liés à la Covid-19.
 Note 5 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 208,1 M\$ suite à une forte inflation des coûts des travaux ainsi qu'à des conditions de réalisation difficiles.
 Note 6 : Le montant de MES 2021 est constitué exclusivement d'actifs incorporels.

Tableau A6.7-4
Mises en service - Année témoin 2022 (M\$)

	Valeur autorisée			Total MES		
	HQ (1)	Régie (2)	Décision Régie (3)	Mois MES (Note 2) (4)	2022 (Note 1) (5)	Cumulé (6)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie					(1 344,7)	
2 Raccordement des centrales du complexe la Romaine (Note 3)	1 847,6	1 830,2	D-2011-083	Sept-Nov	(867,5)	597,3
3 Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2 (Note 4)	48,8	55,3	D-2016-161	Juin	9,2	50,6
4 Poste Mékinac	41,3	41,3	D-2017-047	Résiduelle	5,5	47,4
5 Poste La Prairie (Note 5)	45,1	57,3	D-2018-059	Juin	9,5	42,5
6 Poste Châteauguay - Remplacement équipements et automatismes	36,8	36,8	D-2018-133	Nov	7,9	40,7
7 Poste Chénier - Remplacement équipements	39,4	39,4	D-2019-007	Déc	22,0	44,1
8 Poste Le Corbusier	61,0	61,0	D-2020-038	Oct	61,6	61,6
9 Poste Appalaches - Ligne 320 kV et installation équipements	823,2	823,2	D-2020-083	Juil	58,5	58,5
10 Remplacement des systèmes de conduite des réseaux de transport d'électricité	288,6	288,6	D-2020-109	Déc	27,4	34,1
11 Poste La Vérendrye - Remplacement compensateur statique	163,7	163,7	D-2020-143	Oct	79,3	79,3
12 Remplacement automatisme RPTC	257,0	À venir	À venir	Juin-Déc	24,6	51,0
13 Poste Chibougamau - Remplacement compensateur statique	9,3	À venir	À venir	Déc	64,9	64,9
14 Ligne Aqueduc - Saraguay - Conversion de ligne 120 kV à 315 kV	À venir	À venir	À venir	Déc	24,3	24,3
15 Agrégation charges - ressources annuelle (Note 6)					(965,4)	
16 Autres mises en service					93,6	
17 Mises en service projets - autres					945,2	
18 Modernisation du réseau de télécommunications liée à la transformation numérique	52,9			Nov	29,6	41,7
19 Ligne La Vérendrye - Parent	46,4			Avril	46,5	46,5
20 Poste Saint-Agapit	38,1			Avril	39,5	39,5
21 Poste Saint-Polycarpe	30,4			Mai	13,9	32,2
22 Postes Chisibitj - Albanel - Le Moyne - Tilly - Remplacement protections lignes	28,0			Juil	8,1	18,2
23 Poste Vignan	27,8			Déc	8,0	8,0
24 Poste Acton	24,9			Oct	8,6	24,0
25 Postes La Vérendrye et Abitibi - Remplacement protections lignes	24,8			Sept	16,5	25,6
26 Ligne Adélaïde-Godbout - Laprairie	24,7			Juil	21,1	21,1
27 Poste Varennes - Ajout transformateur	22,1			Sept	5,9	22,5
28 Poste Sainte-Anne-de-Beaupré - Remplacement disjoncteurs	21,9			Nov	6,3	23,1
29 Poste Label	21,1			Avril	5,7	23,5
30 Poste Chibougamau - Remplacement équipements	20,4			Nov	5,6	17,9
31 Poste Saint-Eustache - Remplacement équipements	20,2			Nov	6,8	6,8
32 Postes Montagnais et Arnaud - Remplacement protections lignes	20,2			Juil-Oct	13,0	18,9
33 Poste Cadillac - Remplacement disjoncteurs	18,0			Sept	10,7	19,7
34 Gestion des équipements - Intégration des systèmes et inventaires	17,8			Mai	6,0	13,0
35 Poste Beauceville - Remplacement équipements	15,8			Oct	9,9	18,7
36 Poste Rosemont	15,3			Nov	6,9	8,5
37 Poste Radisson - Remplacement équipements	14,2			Déc	14,3	14,3
38 Poste Saint-Bruno-de-Montarville - Ajout transformateur	13,8			Oct	13,7	13,7
39 Poste Nicolet - Remplacement équipements	13,5			Nov	7,0	13,3
40 Poste Bécancour - Remplacement équipements	12,7			Oct	12,6	12,6
41 Poste Laforge-1	12,4			Déc	5,6	11,4
42 Mise à niveau sécurité des postes - NERC norme CIP-014-2	11,2			Jan	5,5	11,6
43 Poste Lanaudière - Remplacement transformateurs	11,0			Déc	10,6	10,6
44 Poste Arnaud - Remplacement disjoncteurs	10,5			Juin	9,3	9,3
45 Centre traitement des huiles	9,7			Mars	16,0	16,0
46 Poste Chamouchouane - Remplacement disjoncteurs	8,3			Déc	5,4	9,6
47 Ligne Lévis - Nicolet - Remplacement isolateurs	8,0			Déc	7,5	7,5
48 Modernisation - Outil d'aide à l'analyse du réseau	7,8			Avril	8,1	8,1
49 Pérennité des équipements d'accès - Télécommunications	7,6			Mars	7,6	7,6
50 Poste Charlevoix - Remplacement disjoncteurs	7,1			Déc	6,9	6,9
51 Poste Bic	6,7			Oct	6,7	6,7
52 Poste La Grande 2 - Remplacement transformateurs	6,4			Mars	6,5	7,0
53 Ligne Manicouagan - Lévis - Remplacement isolateurs (pylônes 212-280, 282-343)	6,0			Oct	5,2	5,2
54 Poste Jules-A. Brillant	5,3			Oct	5,2	5,2
55 Ligne Jacques-Cartier - Duvernay - Remplacement isolateurs	5,1			Mai	5,1	5,1
56 Ligne Manicouagan - Lévis - Remplacement isolateurs (pylônes 101-211)	5,1			Oct	5,0	5,0
57 Poste Weedon	5,0			Avril	5,3	5,3
58 Ligne Micoua - Laurentides - Remplacement isolateurs	4,8			Juil	5,3	5,3
59 Poste Montagnais - Construction nouvel entrepôt	4,8			Nov	7,0	7,0
60 Poste Bersimis-2 - Achat transformateur de réserve	4,4			Sept	6,5	6,5
61 Poste Nicolet - Remplacement sectionneurs	4,0			Nov	5,1	5,1
62 Ligne Boucherville - Sidbec - Raccordement clients	À venir			Déc	20,5	20,5
63 Ligne Boucherville - La Prairie - Raccordement client	À venir			Oct	5,4	5,4
64 Poste Sainte-Germaine - Ajout système stockage énergie	À venir			Oct	7,1	7,1
65 Programme remplacement unités de mesure 2022	À venir			Oct	13,2	13,2
66 Remplacement de circuits loués - Câbles fibre optique	À venir			Oct	8,2	8,2
67 Poste Manicouagan - Remplacement pavage chemin accès	À venir			Sept	5,0	5,0
68 Poste La Sûte - Remplacement équipements	À venir			Déc	5,7	5,7
69 Poste Albanel - Le Moyne - Nemiscau - Remplacement protections lignes	À venir			Déc	9,6	9,6
70 Postes Laurentides et Lévis - Remplacement protections lignes	À venir			Déc	8,0	8,1
71 Poste Saraguay - Raccordement lignes et remplacement disjoncteurs	À venir			Déc	8,7	8,7
72 Poste Trois-Rivières	À venir			Déc	19,8	21,7
73 Poste Ramezay	À venir			Sept	5,5	5,5
74 Autres mises en service					366,9	
75 Total					(399,5)	

Note 1 : Le tableau présente les montants associés aux MES projetées pour l'année témoin 2022. En suivi de la D-2020-146 paragraphe 124, le moment du paiement des contributions n'a pas d'impact sur la base de tarification.

Note 2 : La désignation "Résiduelle" indique la mise en service de divers coûts résiduels et crédits encourus après la mise en service finale.

Note 3 : Le montant de MES 2022 est constitué de 965,9 M\$ de contributions internes et autres.

Note 4 : Suite à la D-2016-161, les coûts réels de mises en service pour les avant-projets autorisés dans la D-2014-191 sont intégrés au présent projet.

Note 5 : Les coûts du projet ont été révisés à la baisse notamment suite au transfert d'une portion des travaux du projet vers un projet global de pérennité du poste, transfert qui a été précisé dans le cadre du suivi des projets majeurs du rapport annuel 2020.

Note 6 : Le montant de MES 2022 est constitué exclusivement de contributions internes et autres.

6.8 Impact des mises en service

Tableau A6.8-1
Impact des mises en service (M\$)

	2017			2018			2019			2020			
	Réel (1)	Autorisé (2)	Écarts (3) = (1) - (2)	Réel (4)	Autorisé (5)	Écarts (6) = (4) - (5)	Réel (7)	Autorisé (8)	Écarts (9) = (7) - (8)	Réel (10)	Autorisé (11)	Écarts (12) = (10) - (11)	
1	Base de tarification (BT 13 soldes) (Note 1)												
	19 463,1	19 862,4	(399,3)	20 385,4	20 646,8	(261,4)	21 491,7	21 319,6	172,1	22 063,9	22 185,1	(121,3)	
2	A) Rendement sur la BT (Note 2)												
3	1 340,3	1 350,4	(10,1)	1 445,5	1 444,7	0,8	1 500,4	1 502,0	(1,6)	1 476,7	1 504,6	(27,9)	
4	Coût des capitaux empruntés	861,5	861,8	(0,3)	944,1	936,8	7,3	971,7	977,5	(5,8)	933,9	958,8	(24,9)
5	Coût des capitaux propres*	478,8	488,6	(9,8)	501,4	507,9	(6,5)	528,7	524,5	4,2	542,8	545,8	(3,0)
6	B) Amortissement lié à la BT												
7	1 042,4	1 078,8	(36,4)	1 005,4	1 050,7	(45,3)	1 030,3	1 038,9	(8,6)	1 050,8	1 090,6	(39,8)	
8	Impact total (A + B)			(46,5)			(44,5)			(10,2)			
9	% écart vs revenus requis autorisés			-1,4%			-1,3%			-0,3%			
10	* En fonction du taux autorisé												
11	Note 1: Écart sur la BT												
12	Impact des mises en service			(496,4)	(505,4)			137,5			(317,3)		
13	projets - autorisation spécifique Régie			(321,5)	(354,1)			151,0			(145,4)		
14	projets - autres			(174,9)	(151,3)			(13,5)			(171,9)		
15	Décision D-2018-035				170,0								
16	Décision D-2020-063										150,0		
17	Autres composantes de la base de tarification			97,1	74,0			34,6			46,0		
18	Écart total			(399,3)	(261,4)			172,1			(121,3)		
19	% écart vs BT autorisée			-2,0%	-1,3%			0,8%			-0,5%		
20	Note 2: Écart sur le rendement sur la BT												
21	Écart de taux			17,0	19,1			(13,7)			(19,6)		
22	Écart de volume			(27,1)	(18,3)			12,1			(8,2)		
23	Impact des mises en service			(33,7)	(35,4)			9,7			(21,5)		
24	projets - autorisation spécifique Régie			(21,9)	(24,8)			10,6			(9,9)		
25	projets - autres			(11,9)	(10,6)			(1,0)			(11,7)		
26	Décision D-2018-035				11,9								
27	Décision D-2020-063										10,2		
28	Autres composantes de la base de tarification			6,6	5,2			2,4			3,1		
29	Écart total			(10,1)	0,8			(1,6)			(27,9)		
30	% écart vs revenus requis autorisés			-0,3%	0,0%			0,0%			-0,8%		
31	MES réelles vs autorisées (Décision D-2012-059)												
32	Année précédente	1 087,8	1 153,9	(66,1)	2 045,5	1 987,7	57,8	1 629,7	2 166,9	(537,2)	2 277,1	2 084,9	192,1
33	Année en cours	2 045,5	1 987,7	57,8	1 629,7	2 166,9	(537,2)	2 277,1	2 084,9	192,1	1 220,6	1 428,6	(208,0)
34	Écart total	3 133,3	3 141,6	(8,3)	3 675,2	4 154,6	(479,4)	3 906,8	4 251,8	(345,1)	3 497,7	3 513,6	(15,9)

6.9 Suivis administratifs liés à des dépassements de coûts

Yves Fréchette
Avocat
Hydro-Québec – Affaires juridiques

Le 31 mai 2019

M^e Véronique Dubois, secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2016-130 relative à la construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur
Votre dossier : R-3960-2016
Notre dossier : R043220 (R051468 YF)

Chère consoeur,

Comme suite à la décision D-2016-130 rendue le 31 août 2016, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant la construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur (le « Projet »), qui entraîne une réévaluation de son coût et de l'échéancier.

Rappel des faits

Le 22 janvier 2016, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation de construire une ligne à 120 kV reliant le poste du Grand-Brûlé à une ligne existante, située entre les postes de Saint-Sauveur et de Sainte-Agathe (la « dérivation Saint-Sauveur ») et d'ajouter deux départs de lignes à 120 kV au poste du Grand-Brûlé.

Le Projet vise à répondre à l'accroissement de la charge du territoire des Laurentides en éliminant les dépassements de capacité des lignes à 120 kV et à 315 kV.

Le coût total initial du projet s'élevait à 98,0 M\$ \$ et sa mise en service était prévue pour septembre 2018.

Dans sa décision D-2016-130, page 42, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser le Projet :

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

« La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet relatif à la construction de la ligne à 120 kV du poste du Grand-Brûlé à la dérivation Saint-Sauveur;

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

- un suivi de l'échéancier du Projet,
- un suivi des coûts du Projet tel que précisé au paragraphe 129 de la section 7.1 de la présente décision,
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances ;

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [126] La Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer en temps opportun si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15 %.»

« [127] En cas de modifications au Projet, dont un dépassement des coûts ou une modification de sa rentabilité, la Régie rappelle les exigences mentionnées aux paragraphes 508 à 511 de sa décision D-2014-035² et demande au Transporteur de s'y conformer. »

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 98,0 M\$ autorisé initialement par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec et par la Régie.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

Le 29 mars 2019, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 21,1 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du Projet au montant de 119,1 M\$. Sa mise en service finale est maintenant prévue pour le mois de mai 2019.

Le Transporteur fait état de la majorité des écarts à l'origine de cette augmentation à la pièce HQT-5, Document 1³ du *Rapport annuel 2018 du Transporteur*.

Explication des écarts

La hausse du coût du projet découle principalement de la complexité d'exécution des travaux et de la gestion inhabituelle de ce projet de ligne dont certaines sections sont construites à flanc de montagne afin d'obtenir une emprise réduite pour diminuer les impacts sur le paysage. De plus, l'obtention tardive des autorisations gouvernementales a entraîné du retard dans le début des travaux.

² Dossier R-3823-2012, décision D-2014-035, p. 109 et 110.

³ Pages 55 et 56.

Les principaux écarts, totalisant 20 M\$, découlent des éléments suivants :

- Prolongation des travaux, déboisement additionnel et quantité de roc à excaver plus importante que prévu ;
- Changement de la séquence et des méthodes de réalisation des travaux ;
- Obtention tardive des autorisations gouvernementales.

Le tableau 1 présente le coût des travaux selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts⁴.

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
Construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur
(en milliers de dollars)

	Autorisation initiale D-2016-130	Coût révisé	Écarts
Coûts de l'avant-projet			
Sous-total	4 136,7	4 126,4	-10,3
Coûts du projet			
Ingénierie, approvisionnement et construction	82 083,3	102 095,5	20 012,2
Client	5 866,3	5 931,3	65,0
Frais financiers	5 868,1	6 919,5	1 051,4
Sous-total	93 817,7	114 946,3	21 128,6
TOTAL	97 954,4	119 072,7	21 118,3

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le projet demeure nécessaire afin d'assurer la fiabilité du réseau de transport et de sa capacité à répondre aux besoins de croissance de la clientèle dans la région des Laurentides. Il réitère son engagement à déployer tous les efforts afin de contenir le coût du projet à l'intérieur des limites ci-dessus décrites.

⁴ Les coûts des travaux par élément ainsi que les montants détaillés des principaux écarts sont présentés sous pli confidentiel à la pièce HQT-5, Document 1.1, pages 9 et 10, du Rapport annuel au 31 décembre 2018 du Transporteur.

Veillez recevoir, chère consoeur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

Le 29 mai 2020

M^e Véronique Dubois, secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

OBJET : Suivi administratif révisé – Décision D-2016-130 relative à la construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur
Votre dossier : R-3960-2016
Notre dossier : R043220 YF

Chère Consoeur,

Comme suite à la décision D-2016-130 rendue le 31 août 2016, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») déposait le 31 mai 2019, auprès de la Régie de l'énergie (la « Régie »), une lettre de suivi administratif relative à la situation particulière du projet visant la construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur (le « Projet »). Cette situation entraînait une réévaluation de son coût et de l'échéancier.

Par la présente, le Transporteur donne suite à la décision D-2017-021¹, selon laquelle ce dernier doit informer la Régie lorsqu'il constate, dans le cadre de la préparation de son rapport annuel, que le nouveau coût prévu d'un projet ayant déjà fait l'objet d'un suivi administratif est supérieur au coût indiqué dans celui-ci.

Ainsi, le Transporteur informe la Régie que le coût réel de 124,5 M\$ du Projet au 31 décembre 2019 est supérieur au coût prévu de 119,1 M\$ indiqué dans le suivi administratif du 31 mai 2019. Les écarts cumulatifs par rapport au montant initial de 98,0 M\$ autorisé par la Régie totalisent 26,6 M\$.

Le Transporteur rappelle les explications des écarts à l'origine du suivi administratif du 31 mai 2019.

Explication des écarts

La hausse du coût du Projet s'explique par les mêmes éléments que ceux présentés dans le suivi administratif du 31 mai 2019, dont les coûts se révèlent toutefois plus importants que prévu. Elle découle principalement de la complexité d'exécution des

¹ Paragraphe 366.

travaux et de la gestion inhabituelle de ce Projet de ligne dont certaines sections sont construites à flanc de montagne afin d'obtenir une emprise réduite pour diminuer les impacts sur le paysage. De plus, l'obtention tardive des autorisations gouvernementales a entraîné du retard dans le début des travaux.

Les principaux écarts, totalisant 26,6 M\$ au 31 décembre 2019, découlent des éléments suivants :

- Prolongation des travaux, déboisement additionnel et quantité de roc à excaver plus importante que prévu ;
- Changement de la séquence et des méthodes de réalisation des travaux ;
- Obtention tardive des autorisations gouvernementales et interventions supplémentaires pour se conformer à celles-ci.

Le Transporteur souligne qu'en raison de la situation exceptionnelle en lien avec la COVID-19, qui a conduit à l'arrêt de diverses activités liées à ses projets d'investissement, la prévision des coûts et de l'échéancier pour compléter des travaux résiduels du Projet, notamment d'ingénierie, n'est pas disponible. La prévision des coûts de ces travaux résiduels est donc exclue du coût réel au 31 décembre 2019 présenté ci-dessous.

Le tableau 1 présente le coût des travaux selon l'autorisation initiale (colonne 1), le coût révisé selon le suivi administratif du 31 mai 2019 (colonne 2), le coût réel des travaux au 31 décembre 2019 (colonne 3), ainsi que les écarts (colonne 4).

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
Construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur
(en milliers de dollars)

	Autorisation initiale D-2016-130 (1)	Coût révisé Suivi administratif 31 mai 2019 ¹ (2)	Coût réel au 31 déc. 2019 (3)	Écarts (4) = (3) - (1)
Coûts de l'avant-projet				
Sous-total	4 136,7	4 126,4	4 126,4	-10,3
Coûts du projet				
Ingénierie, approvisionnement et construction	82 083,3	102 095,5	109 447,4	27 364,1
Client	5 866,3	5 931,3	4 291,7	-1 574,6
Frais financiers	5 868,1	6 919,5	6 671,7	803,6
Sous-total	93 817,7	114 946,3	120 410,8	26 593,1
TOTAL	97 954,4	119 072,7	124 537,1	26 582,7

¹ Également présenté dans le rapport annuel 2018 du Transporteur.

Le Transporteur précise que la mise en service finale du Projet a eu lieu en mai 2019² et que la nature des travaux et les objectifs de ce dernier sont demeurés inchangés.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le Projet demeure nécessaire afin d'assurer la fiabilité du réseau de transport et sa capacité à répondre aux besoins de croissance de la clientèle dans la région des Laurentides.

Veillez recevoir, chère Consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

² Voir R-4121-2020, B-0002, p. 2.

Le 31 mai 2021

M^e Véronique Dubois, secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.ca

OBJET : Suivi administratif révisé – Décision D-2016-130 relative à la construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur
Votre dossier : R-3960-2016
Notre dossier : R051468 YF

Chère Consoeur,

Comme suite à la décision D-2016-130 rendue le 31 août 2016, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») déposait le 29 mai 2020, auprès de la Régie de l'énergie (la « Régie »), une lettre de suivi administratif révisé relative à la situation particulière du projet visant la construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur (le « Projet »). Cette situation entraînait une réévaluation de son coût.

Par la présente, le Transporteur donne suite à la décision D-2017-021¹, selon laquelle ce dernier doit informer la Régie lorsqu'il constate, dans le cadre de la préparation de son rapport annuel, que le nouveau coût prévu d'un projet ayant déjà fait l'objet d'un suivi administratif est supérieur au coût indiqué dans celui-ci.

Ainsi, le Transporteur informe la Régie que le coût prévu du Projet au 31 décembre 2020 est maintenant 128,6 M\$, soit de 4,1 M\$ supérieur au coût réel de 124,5 M\$ au 31 décembre 2019 indiqué dans le suivi administratif du 29 mai 2020. Les écarts cumulatifs par rapport au montant initial de 98,0 M\$ autorisé par la Régie totalisent 30,6 M\$.

Explication des écarts

La hausse du coût du Projet s'explique par les mêmes éléments que ceux présentés dans le suivi administratif du 29 mai 2020. Elle découle principalement de la complexité d'exécution des travaux et de la gestion inhabituelle de ce Projet de ligne dont certaines sections sont construites à flanc de montagne afin d'obtenir une emprise réduite pour diminuer les impacts sur le paysage. De plus, l'obtention tardive des autorisations gouvernementales a entraîné du retard dans le début des travaux.

¹ Paragraphe 366.

Les principaux écarts, totalisant 30,6 M\$ au 31 décembre 2020, découlent des éléments suivants :

- Prolongation des travaux, déboisement additionnel et quantité de roc à excaver plus importante que prévu ;
- Changement de la séquence et des méthodes de réalisation des travaux ;
- Obtention tardive des autorisations gouvernementales.
- Coûts client plus élevés que prévus

Le tableau 1 présente le coût des travaux selon l'autorisation initiale, le coût révisé selon le suivi administratif du 31 mai 2019 (1), le coût réel des travaux au 31 décembre 2019 selon le suivi administratif du 29 mai 2020 constaté dans la préparation du rapport annuel 2019 (2), le coût révisé constaté dans la préparation du rapport annuel 2020 (3) ainsi que les écarts entre ce dernier coût révisé et le coût des travaux selon l'autorisation initiale.

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
Construction de la ligne à 120 kV du Grand-Brûlé – dérivation Saint-Sauveur
(en milliers de dollars)

	Autorisation initiale (D-2016-130)	Coût révisé (1)	Coût réel (2)	Coût révisé (3)	Écarts
Coûts de l'avant-projet					
Sous-total	4 136,7	4 126,4	4 126,4	4 126,4	-10,3
Coûts du projet					
Ingénierie, approvisionnement et construction	82 083,3	102 095,5	109 447,4	108 816,4	26 733,1
Client	5 866,3	5 931,3	4 291,7	8 961,2	3 094,9
Frais financiers	5 868,1	6 919,5	6 671,7	6 678,9	810,8
Sous-total	93 817,7	114 946,3	120 410,8	124 456,5	30 638,8
TOTAL	97 954,4	119 072,7	124 537,1	128 582,9	30 628,5

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Veuillez recevoir, chère Consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Yves Fréchette

Par courriel¹ seulement

Le 28 janvier 2021

M^e Véronique Dubois, secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Yves Fréchette
Avocat
Hydro-Québec – Affaires juridiques

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
frechette.yves@hydroquebec.com

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2018-028 relative à la reconstruction de lignes à 120 kV à Gatineau
Votre dossier : R-4016-2017
Notre dossier : R043220 YF

Chère consœur,

Comme suite à la décision D-2018-028 rendue le 16 mars 2018, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant la reconstruction de lignes à 120 kV à Gatineau (le « Projet ») qui entraîne une réévaluation de son coût et de son échéancier.

Rappel des faits

Le 27 octobre 2017, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la Loi sur la *Régie de l'énergie*² (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation de reconstruire des lignes de transport à 120 kV sur le territoire de la ville de Gatineau.

Le Projet vise à assurer la pérennité des lignes à 120 kV à Gatineau et permettra d'améliorer la qualité du service de transport.

Le coût total initial du Projet s'élevait à 51,6 M\$, avec des mises en service prévues en septembre 2019 et mai 2020.

Dans sa décision D-2018-028, page 19, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser le Projet :

¹ Aucune copie papier n'est requise selon la directive « *Mesures préventives en lien avec la COVID-19* » du 17 mars 2020 de la Régie de l'énergie.

² L.R.Q., c. R-6.01.

« La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet relatif à la reconstruction de lignes à 120 kV à Gatineau, tel que décrit par le Transporteur;

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

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [70] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15% et s'il obtient l'autorisation du conseil d'administration à cet égard. Dans un tel cas, elle souhaite être informée sans délai. »

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 51,6 M\$ autorisé initialement.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

En juin 2020, la direction d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 15,1 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du Projet au montant de 66,7 M\$. Sa mise en service a eu lieu au mois d'octobre 2020.

Explication des écarts

La hausse du coût du projet découle principalement de la complexité du chantier en milieu urbain et des conditions défavorables du marché de la construction ainsi qu'aux impacts liés à la COVID-19.

Les principaux écarts, totalisant 15,1 M\$, proviennent des éléments suivants :

- Prolongation des travaux en raison des inondations en Outaouais et des restrictions additionnelles sur les heures de travail imposées par la ville ;
- exigences supplémentaires en santé-sécurité ayant comme conséquence l'ajout d'un nombre important de protections temporaires pour les voitures et piétons ;
- marché défavorable pour la réalisation des travaux ;
- disposition de sols contaminés plus importante que prévu en raison de nouvelles normes du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MELCC) ;
- mise en place de mesures sanitaires en raison de la COVID-19.

Le tableau 1 présente le coût des travaux selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
Reconstruction des lignes à 120 kV à Gatineau
(en milliers de dollars)

	Autorisation initiale D-2018-028	Coût révisé	Écarts
Coûts de l'avant-projet	3 266,7	3 836,6	569,9
Sous-total	3 266,7	3 836,6	569,9
Coûts du projet			
Ingénierie, approvisionnement et construction	41 821,4	57 290,2	15 468,8
Client	3 984,7	3 316,1	-668,6
Frais financiers	2 514,3	2 268,0	-246,3
Sous-total	48 320,4	62 874,3	14 553,9
TOTAL	51 587,1	66 710,9	15 123,8

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût et de l'échéancier du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même. Il réitère que le Projet permet d'assurer la pérennité des lignes à 120 kV sur le territoire de la ville de Gatineau.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Veuillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

Par courriel seulement

Le 22 avril 2021

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4^e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
frchette.yves@hydroquebec.com

M^e Véronique Dubois, secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2018-051 relative à la construction d'une nouvelle section à 120 kV et au remplacement d'un transformateur à 230-120 kV au poste de la Chaudière
Votre dossier : R-4023-2017
Notre dossier : R054813 YF

Chère consœur,

Comme suite à la décision D-2018-051 rendue le 7 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant la construction d'une nouvelle section à 120 kV et au remplacement d'un transformateur à 230-120 kV au poste de la Chaudière qui entraîne une réévaluation de son coût et de son échéancier.

Rappel des faits

Le 14 décembre 2017, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la Loi sur la *Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation pour construire une nouvelle section à 120 kV et remplacer un transformateur à 230-120 kV au poste de la Chaudière (« le Projet »).

Le Projet vise à assurer la pérennité du poste de la Chaudière à 230-120-69 kV et s'inscrit dans la catégorie d'investissement « maintien des actifs ».

Le coût total initial du Projet s'élevait à 47,4 M\$, avec des mises en service prévues s'échelonnant de juin 2020 à juillet 2021.

Dans sa décision D-2018-051, page 17, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser le Projet :

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

« La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet relatif à la construction d'une nouvelle section à 120 kV et au remplacement d'un transformateur à 230-120 kV au poste de la Chaudière, tel que décrit par le Transporteur;

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

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [58] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15% et s'il obtient l'autorisation du conseil d'administration à cet égard. Dans un tel cas, elle souhaite être informée sans délai, dans le cadre des suivis administratifs des projets de plus de 25 M\$. »

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 47,4 M\$ autorisé initialement.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

En décembre 2020, la direction d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 11,2 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du Projet au montant de 58,6 M\$. Sa mise en service finale est maintenant prévue pour le mois de septembre 2021.

Explication des écarts

La hausse du coût du projet découle principalement des conditions défavorables du marché de la construction et de la complexité des travaux.

Les principaux écarts, totalisant 11,2 M\$, proviennent des éléments suivants :

- Octroi défavorable des contrats de construction pour les travaux entrepreneurs ;
- Travaux civils plus complexes que prévu (drainage du poste, chemin d'accès à la nouvelle section et déplacement d'aqueduc) ;
- Nouvelle estimation des coûts à la hausse pour les travaux liés aux câbles souterrains 230 et 120 kV ;
- Mise en place de mesures sanitaires en raison de la COVID-19.

Le tableau 1 présente le coût des travaux selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
 Construction d'une nouvelle section à 120 kV
 et remplacement d'un transformateur à 230-120 kV
 au poste de la Chaudière
(en milliers de dollars)

	Autorisation initiale D-2018-051	Coût révisé	Écarts
Coûts de l'avant-projet	883,0	1 106,6	223,6
Sous-total	883,0	1 106,6	223,6
Coûts du projet			
Ingénierie, approvisionnement et construction	40 238,9	50 192,9	9 954,0
Client	3 256,9	3 344,0	87,1
Frais financiers	2 980,7	3 924,5	943,8
Sous-total	46 476,5	57 461,4	10 984,9
TOTAL	47 359,5	58 568,0	11 208,5

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût et de l'échéancier du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même. Il réitère que le Projet vise à assurer la pérennité du poste de la Chaudière à 230-120-69 kV.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Veuillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) *Yves Fréchette*

Yves Fréchette

Par courriel seulement

Le 31 mai 2021

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
frchette.yves@hydroquebec.com

M^e Véronique Dubois, secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2019-087 relative à la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay
Votre dossier : R-4052-2018
Notre dossier : R055390 YF

Chère consœur,

Comme suite à la décision D-2019-087 rendue le 25 juillet 2019 et nos récentes discussions, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») avise la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay (le « Projet ») qui entraîne une réévaluation de son coût et de son échéancier.

Rappel des faits

Le 4 juillet 2018, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la Loi sur la *Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation pour la construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay (« le Projet ») et la réalisation de travaux connexes.

Le Projet a pour objectif de maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport principal par l'ajout d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay. Il vise à assurer la stabilité du réseau de transport, dans le respect des critères de conception, et à maintenir la qualité d'alimentation pour l'ensemble de la clientèle. Le Projet a aussi comme objectif de poursuivre la sécurisation post-verglas du corridor Manic-Québec. Il s'inscrit dans la catégorie d'investissement « maintien et amélioration de la qualité de service ».

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

Le coût total initial du Projet s'élevait à 792,7 M\$, avec des mises en service prévues s'échelonnant de juin 2021 à juillet 2022.

Dans sa décision D-2019-087, page 64, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser le Projet :

« *La Régie de l'énergie :*

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet de construction d'une ligne à 735 kV entre les postes Micoua et du Saguenay ainsi que les travaux connexes, tel que décrit par le Transporteur, ce dernier ne pouvant apporter, sans autorisation préalable de la Régie, quelque modification que ce soit au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable les coûts ou la rentabilité;

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [204] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15 % ou de plus de 100 M\$, selon la première de ces éventualités. »

« [207] Enfin, dans l'un et l'autre cas, la Régie demande au Transporteur de présenter un suivi de l'échéancier du Projet et d'expliquer, le cas échéant, les écarts majeurs entre les coûts projetés et les coûts réels ainsi que les échéances. »

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation du Projet a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 792,7 M\$ autorisé initialement.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

En février 2021, la direction d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 208,1 M\$² des crédits globaux, portant ainsi le coût du Projet au montant de 1000,8 M\$. Sa mise en service finale est maintenant prévue pour le mois de mars 2023.

Explication des écarts

Les principaux écarts, totalisant 208,1 M\$, proviennent des éléments suivants :

- L'inflation et les conditions de marché défavorables.
- Les conditions terrain plus sévères et la mise sur place des mesures nécessaires pour accroître la sécurité des travailleurs et le respect de l'environnement.

² Soit un écart de 26 % par rapport au montant de 792,7 M\$ autorisé par la Régie.

- L'augmentation des frais financiers due notamment à la hausse des coûts du Projet et au retard dans les autorisations gouvernementales.
- L'arrêt des travaux au printemps 2020 et la mise en place des mesures sanitaires en raison de la COVID-19.
- La diminution des coûts relatifs aux mesures d'atténuation des impacts environnementaux et d'acceptabilité sociale.

Le tableau 1 présente le coût des travaux selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts³.

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
Construction d'une ligne à 735 kV
entre les postes Micoua et du Saguenay
(en milliers de dollars)

	Autorisation initiale D-2019-087	Coût révisé	Écarts
Coûts de l'avant-projet	9 897,9	10 016,8	118,9
Sous-total	9 897,9	10 016,8	118,9
Coûts du projet			
Ingénierie, approvisionnement et construction	607 425,9	833 798,9	226 373,0
Client	107 558,9	59 889,4	- 47 669,5
Frais financiers	67 835,7	97 070,7	29 235,5
Sous-total	782 820,5	990 759,0	207 938,5
TOTAL	792 718,4	1 000 775,8	208 057,4

Le Transporteur souligne qu'il a mis en place plusieurs mesures afin de limiter la hausse des coûts notamment par l'ajustement de ses stratégies d'approvisionnement et le raffinement des exigences en lien avec le dégagement des chemins forestiers et les conditions d'exploitation de la ligne.

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût et de l'échéancier du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même. Il réitère que le Projet vise à maintenir la fiabilité et la performance du réseau de transport principal par l'ajout d'une ligne à 735 kV entre les

³ Les explications détaillées des écarts sont également fournies dans le rapport annuel 2020 du Transporteur à la pièce HQT-6, Document 1.1, déposée sous pli confidentiel.

postes Micoua et du Saguenay ainsi que de poursuivre la sécurisation post-verglas du corridor Manic-Québec.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Veillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

Par courriel seulement

Le 31 mai 2021

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
frechette.yves@hydroquebec.com

M^e Véronique Dubois, secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2018-059 relative au remplacement de transformateurs à 315-120 kV et à l'ajout d'une nouvelle section à 25 kV au poste de La Prairie
Votre dossier : R-4029-2017
Notre dossier : R054902 YF

Chère consœur,

Comme suite à la décision D-2018-059 rendue le 24 mai 2018, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant le remplacement de transformateurs à 315-120 kV et l'ajout d'une nouvelle section à 25 kV au poste de La Prairie (le « Projet »).

1. Rappel des faits

Le 21 décembre 2017, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation pour remplacer deux transformateurs à 315-120 kV et ajouter une nouvelle section à 25 kV au poste de la Prairie (« le Projet »).

Le Projet vise à assurer la pérennité des équipements du poste de La Prairie et à répondre à la croissance de la charge au sud de la région métropolitaine de Montréal.

Plus spécifiquement, il consiste à remplacer deux transformateurs de puissance à 315-120 kV qui ont atteint la fin de leur durée de vie et à ajouter une nouvelle section à 25 kV au poste de La Prairie pour répondre à la croissance des charges au sud de la

¹ RLRQ c. R-6.01.

région métropolitaine de Montréal. Il vise également le remplacement du bâtiment de commande et certains équipements connexes.

Le coût total initial du Projet s'élevait à 57,3 M\$, avec des mises en service prévues s'échelonner de juin 2020 à novembre 2021.

Dans sa décision D-2018-059, page 17, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser le Projet :

« La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet relatif au remplacement de transformateurs à 315-120 kV et à l'ajout d'une section à 25 kV au poste de La Prairie, tel que décrit par le Transporteur;

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

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [45] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15 % et s'il obtient l'autorisation du Conseil d'administration d'Hydro-Québec à cet égard. Dans un tel cas, la Régie souhaite en être informée sans délai. »

[46] La Régie demande au Transporteur de se conformer aux exigences qu'elle a mentionnées aux paragraphes 508 à 511 de sa décision D-2014-035²¹ et aux paragraphes 364 à 366 de sa décision D-2017-021²², dans le cas de modifications au Projet, dont un dépassement des coûts ou une modification de sa rentabilité.

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût du Projet a été révisé à la baisse par rapport au montant de 57,3 M\$ autorisé initialement.

2. Transfert de la réalisation de certains travaux et réévaluation du coût du Projet

Le coût du Projet, maintenant estimé à 42,5 M\$, représente une réduction de 14,8 M\$ par rapport au montant autorisé. Sa mise en service finale est prévue en 2022².

La réduction du coût du Projet découle de la combinaison des deux éléments suivants :

- Le transfert des travaux du remplacement des deux transformateurs à 315-120 kV (- 20,6 M\$) à un projet de pérennité global³ du poste de La Prairie ;

² Le Transporteur précise que la mise en service de la nouvelle section à 25 kV a été réalisée en 2020 et que seuls des travaux pour l'installation d'un sectionneur restent à venir.

³ Projet actuellement en phase d'avant-projet, il fera l'objet d'une demande d'autorisation d'un projet dont le coût est supérieur à 65 M\$.

- La réévaluation à la hausse des coûts du Projet survenus en cours de réalisation (+ 5,8 M\$).

3. Explication des écarts

Transfert des travaux de remplacement des deux transformateurs à 315-120 kV

Lors de la réalisation de l'ingénierie détaillée pour construction, une problématique au niveau de la capacité des jeux de barres tendues et de l'état des structures qui les supportent a été soulevée, rendant ainsi impossible le raccordement des nouveaux transformateurs à 315-120-25 kV tel que prévu dans le dossier R-4029-2017.

Plusieurs solutions alternatives ont été analysées par le Transporteur pour permettre malgré tout l'installation des nouveaux transformateurs à 315-120-25 kV, mais aucune ne s'est avérée techniquement acceptable à l'exception de la construction préalable de nouveaux jeux de barres à 120 kV.

Puisque le remplacement complet des jeux de barres est prévu être réalisé dans le cadre du projet de pérennité global du poste de La Prairie actuellement en phase d'avant-projet et qu'entre-temps, la section à 25 kV du poste La Prairie peut continuer d'être alimentée par les deux transformateurs temporaires à 120-25 kV de 47 MVA, il a été déterminé par le Transporteur que l'installation des nouveaux transformateurs à 315-120-25 kV devait être réalisée dans le cadre de ce projet de pérennité globale du poste de La Prairie.

Ce projet à venir en Maintien des actifs inclura donc l'installation des nouveaux transformateurs à 315-120-25 kV, en plus du remplacement des jeux de barres à 120 kV et des autres équipements devant faire l'objet d'interventions d'après la Stratégie de gestion de la pérennité des actifs. Comme indiqué précédemment, le projet fera l'objet d'une nouvelle demande d'autorisation spécifique en vertu de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Réévaluation à la hausse des coûts du Projet

Les principaux écarts, totalisant 5,8 M\$, proviennent essentiellement des éléments suivants :

- Déplacement non prévu d'une ligne à 120 kV, requis pour libérer l'espace nécessaire à la construction de la nouvelle section à 25 kV ;
- Ajout de quatre départs à 25 kV à la demande du Distributeur ;
- Nombre d'heures plus importantes que prévues pour la réalisation des travaux et mise en place de mesures sanitaires en raison de la COVID-19.

Le tableau 1 présente le coût des travaux selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
 Remplacement de transformateurs à 315-120 kV
 et ajout d'une nouvelle section à 25 kV au poste de La Prairie
 (en milliers de dollars)

	Grand Total			ÉCARTS DÉTAILLÉS		
	Autorisation initiale D-2018-059	Coût révisé	Écarts	Transfert des travaux	Révision des coûts	Écarts
Coûts d'avant-projet :	843,4	524,2	-319,2	0,0	-319,2	-319,2
Coûts du projet :						
Ingénierie, approvisionnement et construction	50 222,9	36 857,4	-13 365,5	-19 123,5	5 758,0	-13 365,5
Client	2 131,0	2 223,9	92,9	8,4	84,5	92,9
Frais financiers	4 114,0	2 862,6	-1 251,4	-1 484,9	233,6	-1 251,4
Sous-total :	56 467,9	41 943,9	-14 524,0	-20 600,0	6 076,0	-14 524,0
TOTAL :	57 311,3	42 468,1	-14 843,2	-20 600,0	5 756,8	-14 843,2

Le Transporteur précise que les objectifs du Projet n'ont pas changé. Seule la réalisation des travaux de remplacement des transformateurs à 315-120-25 kV est transférée dans un projet à venir. Le Transporteur rappelle que le Projet vise à assurer la pérennité du poste de La Prairie et à répondre à la croissance de la charge au sud de la région métropolitaine de Montréal.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Veuillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

Par courriel seulement

Le 8 avril 2020

75, boul. René-Lévesque Ouest,
4e étage
Montréal (Québec) H2Z 1A4
Tél. : 514 289-2211, poste 6925
Télec. : 514 289-2007
C. élec. : frechette.yves@hydro.qc.caM^e Véronique Dubois, secrétaire
Régie de l'énergie
Tour de la Bourse
800, rue du Square-Victoria, bureau 2.55
Montréal (Québec) H4Z 1A2

OBJET : Suivi administratif – Décision D-2019-039 relative à la reconstruction d'une ligne souterraine entre les postes Beaumont et Dorchester
Votre dossier : R-4071-2018
Notre dossier : R043220 YF

Chère consoeur,

Comme suite à la décision D-2019-039 rendue le 29 mars 2019, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le « Transporteur ») informe la Régie de l'énergie (la « Régie ») de la situation particulière du projet visant la reconstruction d'une ligne souterraine entre les postes Beaumont et Dorchester (le « Projet ») qui entraîne une réévaluation de son coût et de son échéancier.

Rappel des faits

Le 22 novembre 2018, le Transporteur dépose auprès de la Régie une demande selon l'article 73 de la Loi sur la *Régie de l'énergie*¹ (la « Loi »), en vue d'obtenir l'autorisation de reconstruire une ligne à 120 kV et de démanteler deux circuits entre les postes Beaumont et Dorchester.

Le Projet vise à assurer la pérennité de la ligne souterraine 1282 alimentant le poste Dorchester, qui a atteint la fin de sa durée de vie utile.

Le coût total initial du Projet s'élevait à 25,6 M\$, avec des mises en service prévues en décembre 2019 et septembre 2020.

Dans sa décision D-2019-039, page 18, la Régie autorise comme suit le Transporteur à réaliser le Projet :

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

« La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Transporteur à réaliser le projet de reconstruction d'une ligne souterraine exploitée à 120 kV et de démantèlement de deux circuits entre les postes Beaumont et Dorchester, ainsi qu'à réaliser certains travaux connexes, tel que décrit par le Transporteur;

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

Dans cette même décision, la Régie mentionnait précédemment ce qui suit :

« [40] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15%. Dans un tel cas, elle souhaite être informée sans délai. »

Par la présente, le Transporteur informe la Régie que le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 25,6 M\$ autorisé initialement.

Réévaluation du coût du projet et de l'échéancier

La nécessité d'une réévaluation du coût du projet découle de plusieurs éléments survenus en cours de réalisation.

En mars 2020, la direction d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 8,6 M\$ des crédits globaux, portant ainsi le coût du Projet au montant de 34,2 M\$. Sa mise en service finale est maintenant prévue pour le mois de septembre 2021.

Explication des écarts

La hausse du coût du projet découle principalement de la complexité et de la prolongation des travaux ainsi que des conditions défavorables du marché de la construction.

Les principaux écarts, totalisant 8,6 M\$, découlent des éléments suivants :

- présence de roc et d'obstacles non prévus, qui ont entraîné une gestion de chantier plus complexe, y compris la gestion des entraves à la circulation ;
- modification requise des équipements utilisés pour le tirage de câbles au poste Dorchester ;
- octroi défavorable des contrats de construction pour les travaux civils de la ligne et les travaux connexes dans les postes ;

- nouvelle estimation des coûts à la hausse pour les travaux de démantèlement des deux anciens circuits, qui seront réalisés en 2021², en raison de la gestion des entraves à la circulation constatée lors de la réalisation des travaux.

Le tableau 1 présente le coût des travaux selon l'autorisation initiale, le coût révisé ainsi que les écarts.

Tableau 1
Coûts des travaux avant-projet et projet
Reconstruction d'une ligne souterraine entre les postes Beaumont et Dorchester
(en milliers de dollars)

	Autorisation initiale D-2019-039	Coût révisé	Écarts
Coûts de l'avant-projet	1 010,8	1 373,7	362,9
Sous-total	1 010,8	1 373,7	362,9
Coûts du projet			
Ingénierie, approvisionnement et construction	23 581,2	31 936,2	8 355,0
Client	150,2	168,3	18,1
Frais financiers	898,5	746,2	-152,3
Sous-total	24 629,9	32 850,7	8 220,8
TOTAL	25 640,7	34 224,4	8 583,7

Le Transporteur précise que malgré la réévaluation du coût et de l'échéancier du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier n'ont pas changé et la solution recommandée reste la même.

Le Transporteur est disponible pour fournir les informations supplémentaires que la Régie jugerait utile de lui demander à l'égard de la présente.

Par ailleurs, le Transporteur réitère que le Projet demeure nécessaire afin d'assurer la pérennité de la ligne souterraine à 120 kV alimentant le poste Dorchester. Il réitère son engagement à déployer tous les efforts afin d'en contenir le coût à l'intérieur des limites ci-dessus décrites.

Veuillez recevoir, chère consoeur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

(s) Yves Fréchette

Yves Fréchette

² La reconstruction de la ligne souterraine entre les postes Beaumont et Dorchester est complétée. Sa mise en service a eu lieu, comme prévu, en décembre 2019.