

Résultats réglementaires réels pour l'année 2020

Table des matières

1	Comparaison des résultats réglementaires réels et des revenus requis autorisés	5
1.1	Résultats réglementaires du Transporteur	5
1.2	Explication des principaux écarts	7
1.2.1	Coûts couverts par la formule d'indexation et facteur de croissance des activités	7
1.2.2	Coût des capitaux empruntés	7
1.2.3	Amortissement	7
1.2.4	Coût de retraite	7
1.3	État d'avancement des coûts de maintenance directs	8
2	Application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »)	10
3	Récupération des coûts de conformité aux normes de fiabilité applicables aux activités déléguées par HQP à HQT (Fonction GOP)	12
4	Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet (ÉTC)	14
5	Évolution de la base de tarification	16
5.1	Évolution de la base de tarification réelle	16
5.2	Comparaison avec la base de tarification autorisée	17
5.3	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement	19
5.4	Retraits d'actifs	23
6	Rendement sur la base de tarification	24
6.1	Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2020	24
6.2	Coût moyen réel de la dette 2020	25
6.2.1	Description de la dette	26
6.3	Taux de rendement réel des capitaux propres 2020	28
Annexe 1	Résultats réglementaires réels 2020 (M\$)	29
Annexe 2	Évolution de la base de tarification 2020	30
2.1	Évolution des composantes de la base de tarification	30
2.2	Contributions avec le Distributeur	31
2.3	Fonds de roulement	31
2.4	Base de tarification 2020	33
Annexe 3	Contribution requise du Distributeur par projet : réelle 2020 et autorisée par les décisions D-2020-041 et D-2020-063	35

Liste des tableaux

Tableau 1	Comparaison détaillée des résultats réglementaires réels aux revenus requis 2020 (M\$)	6
Tableau 3	Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$)	8
Tableau 4	Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite	8
Tableau 5	Évolution des coûts de maintenance directs	9
Tableau 6	Écart de rendement 2020 à partager	11
Tableau 7	Compte d'écarts - rendement à remettre à la clientèle (M\$)	12
Tableau 8	Revenus provenant de la facturation interne émise par le Transporteur au Producteur associée aux activités de téléconduite, de conformité, d'exploitation du réseau et de formation 2020 (M\$)	13

Tableau 9	Points BDD par place d'affaires – 2020	13
Tableau 10	Coût complet réel 2020 (M\$).....	14
Tableau 11	Évolution des ÉTC 2016 - 2020	14
Tableau 12	Évolution des ÉTC 2019- 2020	15
Tableau 13	Évolution de la base de tarification en 2020 (M\$)	16
Tableau 14	Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2020 à celui autorisé selon la décision D-2020-063 (M\$)	17
Tableau 15	Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2020-063 (M\$).....	18
Tableau 16	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$)	19
Tableau 17	Comparaison des mises en service réelles de l'année 2020 à celles autorisées selon la décision D-2020-063 (M\$)	21
Tableau 18	Retraits d'actifs 2020 (M\$)	23
Tableau 19	Coût moyen pondéré du capital 2020 (M\$).....	24
Tableau 20	Taux de rendement réel 2020.....	24
Tableau 21	Coût moyen 2020 de la dette (M\$).....	25
Tableau 22	Dette arrivant à échéance en 2021 et 2022	27
Tableau 23	Capitaux propres présumés.....	28
Tableau 24	Taux de rendement réel des capitaux propres.....	28

Liste des figures

Figure 1	Répartition de la dette par année d'échéance	26
----------	--	----

1 Comparaison des résultats réglementaires réels et des revenus requis autorisés

1.1 Résultats réglementaires du Transporteur

1 Le tableau suivant présente une comparaison entre les résultats réglementaires réels de
2 l'année 2020 et les revenus requis autorisés selon la décision D-2020-063.

3 Afin de rendre comparables les résultats réglementaires réels aux revenus requis autorisés
4 pour 2020, le Transporteur a redressé spécifiquement les composantes autorisées du
5 facteur Y inhérent au coût de retraite de façon à y refléter l'impact des ajustements
6 organisationnels apportés à l'année 2020. Ces ajustements consistent au transfert
7 d'activités d'exploitation du Producteur vers le Transporteur afin de consolider des équipes
8 régionales pour un ajout de 3 ÉTC ainsi qu'un transfert de la gestion documentaire vers le
9 Groupe affaires corporatives, juridiques et gouvernance afin de centraliser cette activité
10 dans l'entreprise pour une réduction de 11 ÉTC. Il en résulte alors une réduction nette de
11 8 ÉTC.

Tableau 1
Comparaison détaillée des résultats réglementaires réels
aux revenus requis 2020 (M\$)

	D-2020-063	Ajustement organisationnel	D-2020-063 reclassée	Réel	Réel vs D-2020-063 reclassée
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)	(5) = (4) - (3)
1 COÛTS COUVERTS PAR LA FORMULE D'INDEXATION ET FACTEUR DE CROISSANCE DES ACTIVITÉS	918,7		918,7	964,9	46,2
2 FACTEURS Y	2 478,2	-	2 478,2	2 425,7	(52,5)
3 Rendement sur la base de tarification	1 504,6	-	1 504,6	1 483,0	(21,6)
4 Coût des capitaux empruntés	958,8	-	958,8	933,9	(24,9)
5 Coût des capitaux propres après partage	545,8	-	545,8	549,1	3,3
6 Coût des capitaux propres avant partage (note 1)	545,8	-	545,8	555,3	9,5
7 Partage de l'écart de rendement (note 2)	-	-	-	(6,3)	(6,3)
8 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	22 185,1		22 185,1	22 063,9	(121,3)
9 Coût moyen pondéré du capital	6,782%		6,782%	6,721%	-0,061%
10 Coût de la dette	6,174%		6,174%	6,047%	-0,127%
11 Taux de rendement sur les capitaux propres après partage	8,200%		8,200%	8,295%	0,095%
12 Taux de rendement sur les capitaux propres avant partage	8,200%		8,200%	8,390%	0,190%
13 Partage de l'écart de rendement			0,000%	-0,095%	-0,095%
14 Amortissement	1 100,6	-	1 100,6	1 069,7	(30,9)
15 Immobilisations corporelles en exploitation	1 027,3		1 027,3	1 020,2	(7,1)
16 Actifs incorporels	18,4		18,4	20,5	2,1
17 Actifs réglementaires	4,1		4,1	3,9	(0,2)
18 Retraits d'actifs	61,2		61,2	32,3	(28,9)
19 Radiation de projets	10,0		10,0	12,1	2,1
20 Frais reportés	(20,4)		(20,4)	(19,3)	1,1
21 Coût de retraite	(44,3)	-	(44,3)	(68,1)	(23,8)
22 Masse salariale	107,5	(0,3)	107,2	99,9	(7,3)
23 Charges de services partagés	41,5	0,3	41,8	41,8	-
24 Coûts capitalisés	(23,9)		(23,9)	(18,7)	5,2
25 Autres composantes des avantages sociaux futurs	(175,1)		(175,1)	(195,9)	(20,8)
26 Frais corporatifs	5,7		5,7	4,8	(0,9)
27 CÉR lié aux Facteurs Y	(82,7)	-	(82,7)	(58,9)	23,8
28 Coût de retraite	(82,7)		(82,7)	(58,9)	23,8
29 FACTEUR Z	25,7	-	25,7	25,7	-
30 Projet poste Manicouagan - Réfection CS24 - Abandon travaux liés au CS23	25,7	-	25,7	25,7	-
31 CÉR	25,7		25,7	25,7	-
32 CÉR - PRÉ-MRI	26,3	-	26,3	26,3	-
33 Disjoncteurs PK	26,3		26,3	26,3	-
34 CÉR- RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE	(14,1)		(14,1)	(7,8)	6,3
35 REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 434,8	-	3 434,8	3 434,8	(0,0)

¹ Pour les fins d'établissement du rendement à partager, le coût des capitaux propres autorisés est révisé à 542,7 M\$ selon la base de tarification réelle (22 063,9 M\$ X 30% X 8,20%).

Ainsi, l'écart à partager est de 12,6 M\$, tel que présenté au tableau 6 de la section 2, correspondant à l'écart entre le coût des capitaux propres de l'année historique de 555,3 M\$ et le coût des capitaux propres autorisés révisés de 542,7 M\$.

² Tableau 6 de la section 2.

- 1 En conformité avec la décision D-2019-060¹, le Transporteur soumet à titre informatif
- 2 seulement, l'annexe 1 présentant le détail des revenus requis réels selon les rubriques
- 3 comptables antérieurement présentées dans ses rapports annuels.

¹ D-2019-060, [par. 341](#).

1.2 Explication des principaux écarts

1.2.1 Coûts couverts par la formule d'indexation et facteur de croissance des activités

1 Un écart défavorable de 46,2 M\$ est constaté au niveau des coûts couverts par la formule
2 d'indexation et facteur de croissance des activités. Afin de faire face à son obligation
3 d'assurer l'exploitation du réseau de transport de façon fiable et sécuritaire, le Transporteur
4 n'a pas été en mesure de respecter l'ensemble des réductions demandées par la Régie
5 dans sa décision D-2019-058. De plus, l'année 2020 ayant été marquée par le contexte de
6 la pandémie de COVID-19 qui a globalement affecté les activités du Transporteur, plusieurs
7 chantiers de construction ou de réfection d'équipements ont été ralentis, interrompus ou
8 reportés en raison de l'état d'urgence sanitaire. Même si la cadence des travaux a repris et
9 s'est accélérée durant l'été et l'automne pour reprendre le temps perdu, la période d'arrêt a
10 néanmoins mené à une diminution du nombre d'heures de travail capitalisées dans les
11 projets d'immobilisations, ce qui a exercé une pression à la hausse sur les charges nettes
12 d'exploitation.

1.2.2 Coût des capitaux empruntés

13 L'écart favorable de 24,9 M\$ constaté à ce titre pour l'année 2020 s'explique par un écart
14 favorable lié au taux de la dette de 19,6 M\$ et un écart favorable lié au volume de la base
15 de tarification de 5,3 M\$.

1.2.3 Amortissement

16 Un écart favorable de 30,9 M\$ est constaté au niveau de l'amortissement pour
17 l'année 2020. L'écart découle essentiellement du ralentissement des activités de
18 construction dû au contexte de la COVID-19 entraînant un glissement des mises en service
19 de projets et conséquemment des retraits d'actifs.

1.2.4 Coût de retraite

20 Comme il a été demandé par la Régie², le Transporteur dépose les tableaux des
21 composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec ainsi que les hypothèses actuarielles
22 utilisées pour son évaluation.

² D-2019-060, [par. 218](#).

Tableau 2
Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$)

	Réel	D-2020-063
Coût des services rendus	610	630
Autres composantes du coût de retraite	(578)	(512)
• Intérêts sur l'obligation	848	804
• Rendement prévu des actifs	(1 713)	(1 691)
• Amortissement de la perte actuarielle nette	287	375
Total¹	32	118

¹ Excluant l'amortissement du coût des services passés

Tableau 3
Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite

	Réel	D-2020-063
Taux d'actualisation du coût des services rendus	3,18%	3,04%
Taux d'actualisation des intérêts sur l'obligation	2,94%	2,70%
Taux de rendement prévu des actifs	6,50%	6,50%
Taux de croissance des salaires	3,27%	3,24%
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs (années)	13	13

1 Le coût de retraite réel pour 2020 est en baisse de 86 M\$ comparativement à celui autorisé
 2 pour 2020. Cette baisse s'explique en majeure partie par la hausse, dans le dernier
 3 semestre de 2019, des taux d'intérêt à long terme prévus sur les marchés financiers servant
 4 à établir les taux d'actualisation.

5 Conformément au paragraphe 218 de la décision D-2019-060, le Transporteur informe la
 6 Régie que le régime de retraite d'Hydro-Québec a adopté le Règlement numéro 770 le
 7 21 décembre 2020, dont les dispositions ont été intégrées dans l'étude de balisage de la
 8 rémunération globale des employés d'Hydro-Québec qui sera déposée prochainement par
 9 le Transporteur.

1.3 État d'avancement des coûts de maintenance directs

10 Le tableau suivant présente l'information de gestion liée aux coûts de maintenance directs.
 11 Pour l'année 2020, les coûts sont de l'ordre de 382 M\$.

Tableau 4
Évolution des coûts de maintenance directs

Composantes (M\$)	Réel 2020
1 Contribution directe de main d'œuvre¹	227
2 Autres charges directes	104
3 Autres charges directes liées aux heures	76
4 <i>Dépenses de personnel</i>	5
5 <i>Services externes</i>	15
6 <i>Stock, achat de biens, ressources financières, locations</i>	56
7 <i>de biens et autres</i>	
7 Autres charges directes non liées aux heures	28
8 <i>Services externes (maîtrise de la végétation)</i>	28
9 Facturation interne	36
10 Imputations spécifiques	15
11 Total des coûts de maintenance	382
12 Heures de maintenance	1 576 738
13 Taux horaire moyen (\$/heure)	
14 Contribution directe de main d'oeuvre ¹	145
15 Autres charges directes liées aux heures	61

¹ Excluant le coût de retraite

2 Application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »)

1 Dans la décision D-2014-034, la Régie a approuvé la mise en place d'un mécanisme de
2 traitement des écarts de rendement (« MTÉR ») selon les modalités suivantes :

- 3 • Prise en charge par le Transporteur des écarts de rendement négatifs ;
- 4 • Aucune zone sans partage ;
- 5 • Partage des écarts de rendement positifs comme suit :
 - 6 – Premiers 100 points de base : Transporteur 50 %, clientèle 50 %
 - 7 – Au-delà de 100 points de base : Transporteur 25 %, clientèle 75 %

8 Le tableau suivant présente le calcul de l'écart de rendement 2020 à partager tenant compte
9 de la liaison aux indicateurs de performance et ce, conformément à la décision
10 D-2019-060³.

³ D-2019-060, [par. 454](#).

Tableau 5
Écart de rendement 2020 à partager

1	Taux de rendement des capitaux propres		
2	Réel ¹		8,390%
3	Autorisé ²		8,200%
4	Écart de taux de rendement		0,190% (a)
5	Base de tarification réelle ¹		22 063,858
6	X Portion Avoir propre de la structure du capital ²		30%
7	Avoir propre présumé relatif aux activités réglementées¹ (M\$)		6 619,157 (b)
8	Écart de rendement (M\$) (a) x (b)		12,569 (c)
9	Rendement à remettre à la clientèle - Avant liaison des indicateurs de performance³ (M\$) (lignes 10+11+12)		6,285 (d)
10	(a) < 0 :	(a) x (b) x 0%	N/A
11	Premiers 100 points de base :	[Min (a) ou 1%] X (b) x 50%	6,285
12	Au-delà de 100 points de base :	[(a) - 1%] x (b) x 75%	N/A
13	Rendement à remettre à la clientèle - Liaison des indicateurs de performance (M\$)⁴ (lignes 14-17-18-19)		0,000 (e)
14	Écart de rendement - Portion du Transporteur	(c) - (d)	6,285 (f)
15	Pourcentage de compensation globale résultant des indicateurs de performance ⁵		97,50% (g)
16	Portion conservée par le Transporteur		
17	(g) ≥ 90 % :	(f) x 100%	6,285
18	(g) ≥ 60 %, < 90% :	(f) x (g)	N/A
19	(g) < 60 % :	(f) x 0%	N/A
20	Bénéfice net réglementé - avant partage		555,340
21	Rendement à remettre à la clientèle (d) + (e)		(6,285)
22	Bénéfice net réglementé - après partage¹ (M\$)		549,055

¹ Voir section 6.3

² D-2020-041, par. 216 et 221

³ D-2014-034, par. 359 et 370.

⁴ D-2019-060, par.454.

⁵ HQT-4, Document 1, section 1.2.

- 1 Le tableau suivant présente le suivi du compte d'écarts relatif au rendement à remettre à la
- 2 clientèle.

Tableau 6
Compte d'écarts - rendement à remettre à la clientèle (M\$)

	2018 (1)	2020 (2)	Total (3) = (1) + (2)	Solde du compte (4)
Hors base de tarification				
1 Solde au 31 décembre 2019	14,1		14,1	14,1
2 Opérations en 2020				
3 Écart de l'année		6,3	6,3	6,3
4 Intérêts			-	-
5 Versé aux revenus requis 2020	(14,1)		(14,1)	(14,1)
6 Solde au 31 décembre 2020	-	6,3	6,3	6,3

3 Récupération des coûts de conformité aux normes de fiabilité applicables aux activités déléguées par HQP à HQT (Fonction GOP)

1 Conformément aux exigences exprimées par la Régie dans la décision D-2017-128⁴,
 2 le Transporteur fournit dans la présente pièce les informations demandées concernant les
 3 activités de mise en œuvre, de maintien et de démonstration de conformité liées aux
 4 normes de fiabilité applicables à la fonction d'exploitant d'installation de production
 5 (« GOP »).

6 Le Transporteur souligne que l'ensemble de ces activités sont facturées au Producteur au
 7 coût complet et sont incluses sous la rubrique « Facturation interne émise » des revenus
 8 requis du Transporteur. Le Transporteur rappelle que les coûts de mise en œuvre, de
 9 maintien et de démonstration spécifiques au Producteur lui sont directement facturés par les
 10 fournisseurs de services.

11 Le tableau suivant présente les revenus provenant de la facturation interne émise par le
 12 Transporteur au Producteur associée aux services de téléconduite, aux activités du bureau
 13 de conformité, d'exploitation du réseau et de formation.

⁴ R-3981-2016 – Phase 2, D-2017-128, [par. 305, 306, 309 et 310](#).

Tableau 7
Revenus provenant de la facturation interne émise par le Transporteur au Producteur associée aux activités de téléconduite, de conformité, d'exploitation du réseau et de formation 2020 (M\$)

	Composantes	Réel
1	Services de Téléconduite	(18,6)
2	Bureau de conformité	(0,5)
3	Exploitation des installations	(1,7)
4	Formation PNE	(0,5)
5	Total	(21,4)

1 Les services de téléconduite sont facturés au Producteur sur la base du pourcentage des
 2 points de banque de données (« points BDD »). Les points BDD représentent des éléments
 3 d'information sur les actifs installés sur le réseau et ceux-ci permettent d'obtenir diverses
 4 informations sur les appareils nécessaires à la téléconduite. Le tableau suivant présente le
 5 pourcentage de points BDD ayant servi à la répartition des coûts pour 2020.

Tableau 8
Points BDD par place d'affaires – 2020

	Place d'affaires	Nombre de points BDD (1)	% des points BDD	
			Producteur (2)	Transporteur (3)
1	Total	425 679	20,6%	79,4%
2	Baie Comeau	44 714	5,0%	5,5%
3	Chicoutimi	34 916	2,6%	5,6%
4	St-Jérôme	62 528	1,9%	12,8%
5	Montréal	114 351	1,9%	25,0%
6	Québec	56 855	0,2%	13,2%
7	Rouyn	50 513	4,5%	7,3%
8	Trois - Rivières	61 802	4,5%	10,1%

6 Le tableau suivant présente les composantes du coût complet⁵ pour la facturation associée
 7 aux activités de téléconduite, de conformité, d'exploitation des installations et de formation.

⁵ Comme demandé dans la [lettre d'attestation](#) de conformité émise par la Régie de l'énergie pour le Rapport annuel 2018 du Transporteur.

Tableau 9
Coût complet réel 2020 (M\$)

Composantes de coûts		Téléconduite (1)	Bureau de conformité (2)	Exploitation des installations (3)	Formation PNE (4)
1	Charges d'exploitation	13,4	0,5	2,1	0,4
2	Charges de services partagés	2,8		0,3	
3	Amortissement	0,6		0,2	
4	Taxes foncières				
5	Taxe sur les services publics				
6	Coût du capital ¹	0,1			
7	Total	16,9	0,5	2,6	0,4

¹ Selon la structure du capital approuvée par la Régie (D-2020-041, par. 216), le coût de la dette réelle de 6,047% (voir section 6.2) et du taux de rendement sur les capitaux propres autorisé à 8,20 % (D-2020-041, par. 221).

4 Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet (ÉTC)

- 1 Le tableau suivant présente l'évolution de l'effectif réel du Transporteur en ÉTC, permanents
- 2 et temporaires, affectés aux activités réglementées de transport d'électricité depuis 2016.

Tableau 10
Évolution des ÉTC 2016 - 2020

Catégorie	2016	2017	2018	2019	2020
Permanent	2 708	2 711	2 857	2 852	2 883
Temporaire	270	417	463	471	317
ÉTC total	2 978	3 128	3 320	3 323	3 200

- 3 Le tableau suivant présente l'écart des ÉTC entre l'année 2020 et l'année 2019 redressée à
- 4 des fins comparatives des ajustements organisationnels décrits à la section 1.1.

Tableau 11
Évolution des ÉTC 2019- 2020

	Réel 2019	Réel 2020	Écart réel 2020 vs Réel 2019
ÉTC total	3 323	3 200	(123)
Ajustements organisationnels En 2020 ¹	(8)		8
ÉTC reclassé	3 315	3 200	(115)

¹. Ajustements organisationnels portant sur le transfert des activités réalisé en 2020, comme décrit à la section 1.1.

- 1 L'écart est attribuable aux mesures mise en place par le Transporteur en contexte de la
- 2 pandémie de la COVID-19 qui a globalement affecté les activités du Transporteur en raison
- 3 de l'état d'urgence sanitaire. À titre d'exemple de mesures mises en place, le Transporteur a
- 4 effectué moins de rappels d'effectifs temporaires.

5 Évolution de la base de tarification

5.1 Évolution de la base de tarification réelle

- 1 Le tableau suivant présente l'évolution de la base de tarification en 2020.

Tableau 12
Évolution de la base de tarification en 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 5,8M\$

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.

- 2 Les données détaillées supportant cette évolution sont présentées aux sections 2.1 à 2.3 de
3 l'annexe 2.

5.2 Comparaison avec la base de tarification autorisée

1 L'année 2020 ayant été marquée par le contexte de la pandémie de COVID-19 qui a
 2 globalement affecté les activités du Transporteur, plusieurs chantiers de construction ou de
 3 réfection d'équipements ont été ralentis, interrompus ou reportés en raison de l'état
 4 d'urgence sanitaire. Ainsi, un glissement de certaines mises en service prévues explique en
 5 grande partie les écarts aux tableaux 14 et 15.

Tableau 13
Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2020
à celui autorisé selon la décision D-2020-063 (M\$)

	D-2020-063 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 521,0	22 240,4	(280,6)	(a)
2 Actifs incorporels	487,2	541,5	54,3	(b)
3 Autres actifs	(586,3)	(545,5)	40,9	(c)
4 Actifs réglementaires	17,1	16,2	(0,9)	
5 Contributions internes et autres	(603,4)	(561,6)	41,8	
6 Remboursement gouvernemental	0,0	0,0	-	
7 Fonds de roulement	255,2	273,6	18,3	
8 Encaisse réglementaire	66,3	68,9	2,6	
9 Matériaux, combustible et fournitures	143,0	162,9	19,9	
10 Actifs stratégiques	45,9	41,8	(4,1)	
11 Réduction globale 13 soldes	(150,0)	0,0	150,0	
12 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 527,1	22 510,1	(17,0)	
13 Principaux écarts	2019	2020	Total	
14 (a) Immobilisations corporelles en exploitation				
15 Mises en service non réalisées pour des projets avec autorisation spécifique de la Régie	(39,1)	(53,6)	(92,7)	
16 Mises en service non réalisées pour des projets sans autorisation spécifique de la Régie	(55,4)	(201,6)	(257,0)	
17 Amortissement	8,7	7,1	15,8	
18 Retraits d'actifs	19,2	35,0	54,2	
19 Reclassement aux actifs incorporels et autres	(15,1)	0,1	(15,0)	
20 (b) Actifs incorporels				
21 Mises en service	23,5	19,1	42,6	
22 Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation	15,1	(0,6)	14,5	
23 (c) Contributions internes et autres				
24 Mises en service	12,3	29,9	42,2	
25 Amortissement	0,6	(0,3)	0,3	

6 Le tableau suivant présente les écarts entre la base de tarification réelle et autorisée en
 7 fonction de la moyenne des 13 soldes pour l'année 2020⁶.

⁶ R-3823-2012, D-2014-035, [par. 461](#).

Tableau 14
Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2020-063 (M\$)

	D-2020-063 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 181,8	21 849,0	(332,8)	
2 Postes	12 121,6	11 999,3	(122,3)	(a)
3 Lignes	8 183,4	8 105,2	(78,2)	(b)
4 Autres actifs de réseau	684,2	662,0	(22,2)	
5 Actifs de soutien	434,1	365,1	(69,0)	(c)
6 Télécommunications	758,4	717,3	(41,1)	
7 Actifs incorporels	466,6	506,4	39,8	
8 Servitudes	424,0	455,1	31,1	
9 Logiciels	39,0	45,4	6,4	
10 Autres	3,6	5,9	2,3	
11 Autres actifs	(572,1)	(558,6)	13,5	
12 Actifs réglementaires	16,6	16,4	(0,2)	
13 Contributions internes et autres	(588,7)	(575,0)	13,7	
14 Remboursement gouvernemental	0,0	0,0	0,0	
15 Fonds de roulement	258,8	267,0	8,2	
16 Encaisse réglementaire	66,1	68,6	2,5	
17 Matériaux, combustible et fournitures	147,7	157,1	9,4	
18 Actifs stratégiques	45,1	41,3	(3,8)	
19 Réduction globale 13 soldes	(150,0)	0,0	150,0	
20 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 185,1	22 063,9	(121,3)	

	Écarts (M\$) (1)	Explications (2)
21 Principaux écarts	(75,8)	
22 (a) Postes	(75,8)	
22 Projets autres – sans autorisation spécifique Régie	(13,1)	Principalement causé par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.
23 Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	(20,9)	Report de la MES à la demande du producteur privé.
24 Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	(25,3)	Coûts réels moins élevés que ceux provisionnés comme expliqué dans la DDR 2 R-9000-2019 réponse 1.
25 Poste Rapides-Farmer - Remplacement équipements et automatismes	(16,5)	Report des MES à la suite des travaux pour corriger une détérioration du palier turbine.
26 (b) Lignes	(78,2)	
27 Projets autres – avec et sans autorisation spécifique Régie	(78,2)	Principalement causé par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.
28 (c) Actifs de soutien	(70,4)	
29 Remplacement systèmes de conduite des réseaux Phase 1	(14,4)	Report des MES pour la fin de 2019 et en 2020 ainsi que des coûts moins élevés que prévus comme expliqué dans la DDR 1 R-9000-2019 réponse 16.2.
30 Projets autres – sans autorisation spécifique Régie	(56,0)	Principalement causé par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.

5.3 Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement

- 1 Le tableau suivant présente les mises en service liées aux immobilisations corporelles en
- 2 exploitation ainsi que les autorisations de la Régie de l'énergie relatives aux ajouts de plus
- 3 de 5 M\$ à la base de tarification réalisés au cours de l'année 2020.

Tableau 15
Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$)

	Valeur autorisée			Total MES			
	HQ	Régie	Décision Régie	Mois MES (Note 2)		2020	Cumulé
	(1)	(2)	(3)	Projeté (D-2020-063)	Réel	(4) (Note 3)	
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	Résiduelle	Mars	10,3	38,4
3 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île	1 090,3	1 083,4	D-2015-023	Résiduelle	Résiduelle	13,7	1 046,7
4 Poste Saint-Jean	114,4	114,4	D-2016-013	Sept	Nov-Déc	99,8	106,8
5 Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2 (Note 4)	48,8	55,3	D-2016-161	Nov-Déc	Nov	7,1	38,7
6 Poste Aqueduc	35,3	35,3	D-2017-001	Nov	Déc	8,8	27,5
7 Poste Mékinac	41,3	41,3	D-2017-047	Oct	Déc	40,1	40,1
8 Reconstruction lignes à 120 kV à Gatineau (Note 5)	66,7	51,6	D-2018-028	Mars-Mai	Oct	30,4	61,5
9 Poste Duvernay	73,8	73,8	D-2018-043	Nov	Déc	30,7	30,7
10 Poste Chaudière (Note 6)	58,6	47,4	D-2018-051	Juil-Nov	Déc	47,7	47,7
11 Poste des Patriotes	103,2	103,2	D-2018-058	Juin	Oct	98,7	98,7
12 Poste La Prairie (Note 7)	45,1	57,3	D-2018-059	Juil-Nov	Oct	33,0	33,0
13 Poste Achigan	48,7	48,7	D-2018-115	Sept	Nov-Déc	48,3	48,3
14 Poste Châteauguay - Remplacement équipements et automatismes	36,8	36,8	D-2018-133	Nov	Déc	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			Avril	Oct	13,0	55,4
18 Poste Thurso-Papineau (Note 8)	31,3			Déc	Déc	28,8	28,8
19 Modernisation - Gestion de l'équilibre offre et demande d'énergie (GÉODE) (Note 9)	27,9			Sept	Sept	20,9	20,9
20 Poste Aqueduc - Ajout transformateur	22,0			Sept	Déc	18,9	20,0
21 Intégration biomasse forestière - Raccordement client	22,0			Sept	Déc	15,6	16,0
22 Poste Anne-Hébert - Ajout transformateur	21,4			Oct	Déc	14,3	14,3
23 Poste Label	21,1			Nov	Déc	13,1	13,5
24 Câble fibres optiques - Matagami-Radisson	19,6			Mai	Nov	13,3	13,3
25 Poste Aqueduc - Remplacement transformateur	17,8			Juil	Nov	10,3	15,7
26 Poste Hériot - Pérennité des automatismes	17,0			Avril	Sept	16,9	16,9
27 Poste Valleyfield	16,7			Résiduelle	Déc	7,7	16,3
28 Poste Laurentides - Remplacement transformateur	15,4			Résiduelle	Oct	7,0	15,9
29 Évolution logiciel inventaire Granite (Note 10)	14,0			Nov	Déc	14,5	14,5
30 Poste Saraguay - Ajout transformateur	14,0			Résiduelle	Juin	6,0	13,9
31 Poste Baie d'Urfé - Ajout transformateur	13,9			Résiduelle	Déc	6,1	6,1
32 Poste Radisson - Remplacement disjoncteurs	13,5			Déc	Déc	5,0	5,9
33 Ligne Trois-Rivières - Bécancour	11,2			Résiduelle	Déc	10,3	10,3
34 Poste Lévis - Remplacement inductances	11,1			Sept	Nov	10,3	10,3
35 Poste La Grande-2 - Remplacement transformateurs de réserve	10,8			Fév	Mars	5,8	10,6
36 Poste Montagnais - Réfection bâtiments	10,0			Déc	Déc	16,6	16,8
37 Poste La Vérendrye - Remplacement système protections	8,9			Juin	Oct	9,9	10,4
38 Poste Baie d'Urfé - Raccordement client	7,5			Juin	Sept	6,0	6,0
39 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 102-201)	7,5			Nov	Sept	6,4	6,4
40 Ligne Bryson - Chenux	7,3			Nov	Déc	5,5	5,5
41 Poste Bersimis-2 - Réfection bâtiment de commande	6,7			Note 1	Déc	6,9	6,9
42 Modernisation du Calculateur prévisionnel de la demande d'électricité (Note 11)	6,4			Déc	Oct	7,3	7,3
43 Poste Hauterive	6,0			Avril	Déc	6,2	6,2
44 Poste Nicolet - Remplacement systèmes de ventilation	5,9			Avril	Avril	5,8	5,8
45 Ligne Lévis - Nicolet - Remplacement isolateurs	5,7			Note 1	Déc	6,0	6,0
46 Intégration centrale cogénération	5,1			Sept	Déc	5,0	5,0
47 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 77-176)	4,6			Note 1	Sept	5,0	5,0
48 Autres mises en service						377,5	
49 Total						1 220,6	

Note 1 : Aucune mise en service planifiée dans l'année témoin 2020.

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

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 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 6 : 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 7 : 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 8 : 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 9 : 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 10 : Le montant de MES 2020 est constitué exclusivement d'actifs incorporels.

Note 11 : Le projet inclut un montant de MES de 6,7 M\$ en actifs incorporels.

- 1 Par ailleurs, le Transporteur présente, au tableau suivant, les explications relatives aux
- 2 écarts entre les mises en service réelles de l'année 2020 et celles autorisées selon la
- 3 décision D-2020-063.

Tableau 16
Comparaison des mises en service réelles de l'année 2020 à celles autorisées selon la décision D-2020-063 (M\$)

Projets du Transporteur	Décision (1)	D-2020-063 (2)	Réel (3)	Écarts (4)	Explications (5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		572,3	518,7	(53,6)	
2 Poste Némiscau - réfection du complexe résidentiel	D-2020-033	47,3	-	(47,3)	Report de la mise en service de 2020 à 2022 causé par des délais importants dans le processus d'appel d'offres pour le centre communautaire.
3 Poste Montagnais - Remplacement inductances shunt à 735 kV	D-2018-092	18,7	-	(18,7)	Report de la mise en service de 2020 à 2021 et 2022 suite au ralentissement de la cadence des travaux sur le chantier causé par la crise sanitaire.
4 Poste Chénier - Remplacement équipements	D-2019-007	20,2	2,6	(17,6)	Report de la mise en service de 2020 à 2021 suite au ralentissement de la cadence des travaux sur le chantier causé par la crise sanitaire.
6 Autres - Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		486,1	516,1	30,0	
7 Mises en service projets - autres		856,3	701,9	(154,4)	Principalement causé par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.
8 Total		1 428,6	1 220,6	(208,0)	

5.4 Retraits d'actifs

- 1 Le tableau suivant présente la comparaison des retraits d'actifs réels de 2020 à ceux autorisés par la Régie selon la décision D-2020-063.
- 2

Tableau 17
Retraits d'actifs 2020 (M\$)

	D-2020-063	Réel	Écarts
Retraits de nature courante	51,2	22,7	(28,5) ¹
Autres retraits	10,0	9,6	(0,4)
Total	61,2	32,3	(28,9)

¹ L'écart est attribuable au ralentissement des activités de construction dû au contexte de COVID-19 entraînant un glissement de certaines mises en service prévues de projets et conséquemment des retraits d'actifs.

6 Rendement sur la base de tarification

6.1 Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2020

- 1 Le calcul du coût moyen pondéré du capital réalisé pour l'année 2020 est présenté au
 2 tableau suivant. Le coût reconnu par la Régie dans sa décision D-2020-041 était
 3 de 6,782 %⁷.

Tableau 18
Coût moyen pondéré du capital 2020 (M\$)

	2020		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2020-041 (1)	Réalisé (2)	
1 Taux pondéré de la dette	4,322%	4,233%	-0,089%
2 Coût moyen de la dette	6,174%	6,047%	-0,127%
3 Structure de capital autorisée	70%	70%	
4 Taux pondéré des capitaux propres	2,460%	2,488%	0,028%
5 Taux de rendement des capitaux propres	8,200%	8,295%	0,095%
6 Structure de capital autorisée	30%	30%	
7 Coût moyen pondéré du capital	6,782%	6,721%	-0,061%

- 4 Le coût moyen pondéré du capital représente le taux de rendement sur la base de
 5 tarification et peut être illustré comme suit :

Tableau 19
Taux de rendement réel 2020

Résultat net réglé pour les fins tarifaires ⁸	549,1 M\$
Frais financiers ⁹	+ 933,9 M\$
Résultat net réglé avant frais financiers	1 483,0 M\$
Base de tarification ¹⁰	22 063,9 M\$
Taux de rendement réel sur la base de tarification	6,721 %

- 6 Le détail des composantes dette et capitaux propres est présenté ci-après.

⁷ D-2020-041, [par. 224](#).

⁸ HQT-2, Document 1, tableau 2.

⁹ HQT-2, Document 1, tableau 2.

¹⁰ Tableau A2.4-1.

6.2 Coût moyen réel 2020 de la dette

1 Le coût moyen réel de la dette pour 2020 est présenté au tableau suivant :

Tableau 20
Coût moyen 2020 de la dette (M\$)

	2020		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2020-041 (1)	Réalisé (2)	
Numérateur - Frais financiers¹	2 783	2 729	-54
Intérêts nets sur dette à long terme	2 564	2 514	-50
Frais de garantie	220	216	-4
Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps¹	45 077	45 140	63
Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	45 769	45 933	164
Moins les éléments dans la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs :			
Cumul des autres éléments du résultat étendu	173	274	101
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	758	758	0
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	-16	-16	0
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	-223	-223	0
Coût moyen de la dette	6,174%	6,047%	-0,127%

¹ Les totaux et sous-totaux sont calculés à partir de montants non arrondis. Les variables apparaissant au numérateur correspondent à la somme des 12 mois et celles du dénominateur correspondent à la moyenne des 13 soldes mensuels.

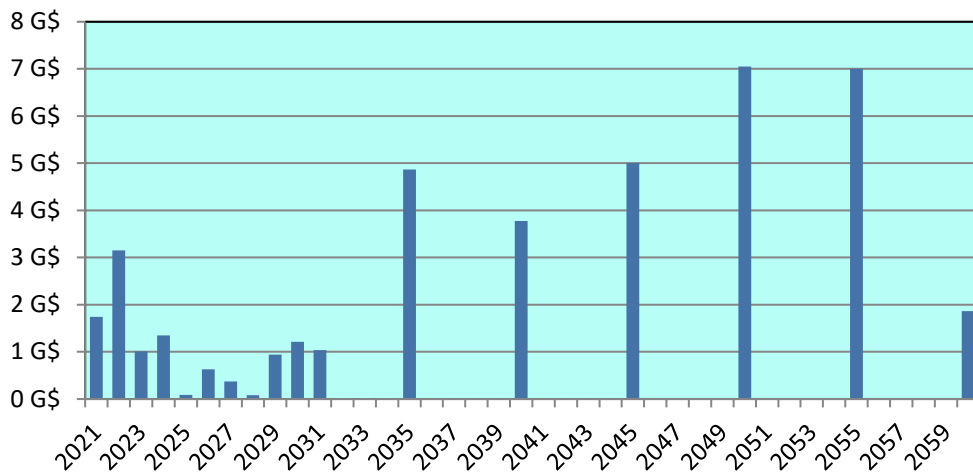
2 L'écart de -0,127 % s'explique principalement par l'effet des taux d'intérêt (-0,096 %). De ce
 3 pourcentage, les taux à court terme inférieurs aux taux projetés (taux réel des acceptations
 4 bancaires canadiennes 3 mois de 0,8 %, comparativement à un taux prévu de 1,9 %)
 5 expliquent une baisse de 0,087 %, alors que la baisse des taux à long terme
 6 représente 0,009 %.

7 Dans une moindre mesure, l'effet de volume et de composition crée une diminution
 8 de 0,031 %. À ce titre, des gains sont associés à des rachats de titres à coupon élevé
 9 effectués en décembre 2019. D'autres effets favorables découlent des encaissements en
 10 vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit, ainsi que d'un volume d'emprunts
 11 supérieur aux émissions prévues. En effet, tout encaissement ou financement additionnel,
 12 portant intérêt à un taux inférieur au taux moyen de la dette intégrée, crée une diminution du
 13 coût de la dette. Ces effets favorables ont toutefois été éliminés en partie par une perte
 14 réalisée lors de rachats d'autres titres à coupon élevé en fin d'année 2020.

6.2.1 Description de la dette

- 1 Une proportion de 84 % de la totalité de la dette d’Hydro-Québec a été émise en dollars
 2 canadiens alors que 16 % a été émise en dollars américains, cela en excluant la dette à
 3 perpétuité. L’exposition au dollar américain a cependant été éliminée par des transactions
 4 de couverture de telle sorte que, après couverture, 100 % de la dette était libellée en dollars
 5 canadiens au 31 décembre 2020.
- 6 À la fin de 2020, 93,4 % des obligations et des billets à moyen terme portaient un taux fixe
 7 alors que 6,6 % portaient un taux variable compte tenu de l’incidence des swaps transigés
 8 aux fins de la gestion des risques à long terme.
- 9 La dette d’Hydro-Québec a une échéance moyenne de 20 ans. La figure suivante présente
 10 la répartition de la dette par année d’échéance au taux de change historique.

**Figure 1
 Répartition de la dette par année d’échéance**



- 11 Pour chacune des années 2021 et 2022, les échéances totalisent respectivement 1,7 G\$ et
 12 3,1 G\$ au taux de change historique. Le tableau suivant présente le détail des dettes venant
 13 à échéance pour ces deux années.

Tableau 21
Dettes arrivant à échéance en 2021 et 2022

Échéances 2021 (Dettes obligataires garanties)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dettes en cours en devise	Devise	Dettes en cours au taux historique (en CAD)
259	8,680%	19-déc-91	20-déc-21	50 000 000	USD	57 200 000
4002	-	27-sept-96	15-févr-21	4 000 000	CAD	4 000 000 ¹
4002	-	27-sept-96	16-août-21	4 000 000	CAD	4 000 000 ¹
73	2,140%	02-mars-18	02-mars-21	19 056 000	CAD	19 056 000
HS	9,400%	12-févr-91	01-févr-21	900 000 000	USD	1 039 509 000
HX	10,500%	15-oct-91	15-oct-21	613 509 000	CAD	613 509 000 ²
Total						1 737 274 000
Échéances 2022 (Dettes obligataires garanties)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dettes en cours en devise	Devise	Dettes en cours au taux historique (en CAD)
260	9,800%	24-févr-92	15-févr-22	50 000 000	USD	59 225 000
277	9,750%	30-avr-92	10-mai-22	20 000 000	USD	23 908 000
HY	8,400%	30-janv-92	18-janv-22	1 000 000 000	USD	1 110 472 660
IC	9,625%	15-juil-92	15-juil-22	1 950 000 000	CAD	1 950 000 000 ³
Total						3 143 605 660

¹ échéance partielle

² A fait l'objet de rachats anticipés au cours de l'année 2020 pour des notionnels totalisant 486,5 M\$. Cette dette totalisait 1 100 M\$ avant rachats.

³ Cette dette a été émise à différentes dates entre le 15 juillet 1992 et le 31 août 1995

1 **Dettes à perpétuité**

2 À la suite des rachats effectués depuis 2003, la valeur de la dette à perpétuité se situe à
 3 201 M\$ US au 31 décembre 2020. Elle porte intérêt au taux LIBOR majoré de 0,0625 %,
 4 établi semestriellement. Cette dette fait l'objet d'une couverture de change à court terme
 5 afin de la convertir en dollars canadiens.

6 **Autres dettes**

7 D'autres éléments de dette non significatifs et non couverts par la garantie gouvernementale
 8 complètent la dette d'Hydro-Québec, tels que des contrats de location de type location-
 9 acquisition.

6.3 Taux de rendement réel 2020 des capitaux propres

Tableau 22
Capitaux propres présumés

Base de tarification (en k\$) ¹¹	22 063 858
x Portion capitaux propres de la structure du capital	<u>30 %</u>
Capitaux propres présumés (en k\$)	<u>6 619 157</u>

Tableau 23
Taux de rendement réel des capitaux propres

	Avant partage	Après partage
Résultat net pour les fins tarifaires (en k\$) ¹²	555 340	549 055
Capitaux propres présumés (en k\$)	÷ <u>6 619 157</u>	÷ <u>6 619 157</u>
Taux de rendement réel des capitaux propres	<u>8,390 %</u>	<u>8,295 %</u>

¹¹ HQT-2, Document 2, tableau A2.4-1.

¹² HQT-2, Document 1, tableau 2.

Annexe 1 Résultats réglementaires réels 2020 (M\$)

	Réel (1)
1 RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	1 483,0
2 Coût des capitaux empruntés	933,9
3 Coût des capitaux propres après partage	549,1
4 Coût des capitaux propres avant partage (note 1)	555,3
5 Partage de l'écart de rendement (note 2)	(6,3)
6 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	22 063,9
7 Coût moyen pondéré du capital	6,721%
8 Coût de la dette	6,047%
9 Taux de rendement sur les capitaux propres après partage	8,295%
10 Taux de rendement sur les capitaux propres avant partage	8,390%
11 Partage de l'écart de rendement	-0,095%
12 DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE	1 951,8
13 Charges nettes d'exploitation	934,8
14 Charges brutes directes	675,3
15 Masse salariale	515,0
16 Salaires de base	310,0
17 Temps supplémentaire	29,4
18 Primes et revenus divers	24,6
19 Régime de rémunération incitative selon la performance	-
20 Autres	24,6
21 Avantages sociaux	151,0
22 Coût de retraite	99,9
23 Autres avantages sociaux	51,1
24 Autres charges directes	160,3
25 Dépenses de personnel et indemnités	8,6
26 Services externes	77,2
27 Stock, achats de biens, ressources financières, locations et autres	74,5
28 Charges de services partagés	437,8
29 Technologies de l'information et des communications	164,7
30 Centre de services partagés	96,0
31 Unités corporatives	99,1
32 Hydro-Québec Production	23,1
33 Hydro-Québec Distribution	13,0
34 Équipement	24,3
35 Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)	19,9
36 Coût de retraite non réparti par produits	(2,3)
37 Coûts capitalisés	(139,6)
38 Prestations de travail	(131,9)
39 Gestion de matériel	(7,7)
40 Facturation interne émise	(38,7)
41 Services de téléconduite	(18,7)
42 Bureau de conformité	(0,5)
43 Exploitation des installations	(1,7)
44 Formation PNE	(0,5)
45 Maintenance et services spécialisés	(11,5)
46 Refacturation d'espaces	(5,8)
47 Autres charges	1 178,7
48 Achats de services de transport	23,2
49 Achats d'électricité	14,9
50 Amortissement	1 069,7
51 Immobilisations corporelles en exploitation	1 020,2
52 Actifs incorporels	20,5
53 Actifs réglementaires	3,9
54 Retraits d'actifs	32,3
55 Radiation de projets	12,1
56 Frais reportés	(19,3)
57 Taxes	115,0
58 Taxe sur les services publics	99,4
59 Taxes municipales et scolaires	15,6
60 Autres revenus de facturation interne	(44,1)
61 Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(169,9)
62 Frais corporatifs	33,4
63 Comptes d'écarts et de reports	(14,7)
64 Coût de retraite	(58,9)
65 Rendement à remettre à la clientèle	(7,8)
66 Disjoncteurs PK	26,3
67 Projet poste Manicouagan - Réfection CS24 - Abandon travaux liés au CS23	25,7
68 Facturation externe	(10,5)
69 REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 434,8

¹ Pour les fins d'établissement du rendement à partager, le coût des capitaux propres autorisés est révisé à 542,7 M\$ selon la tarification réelle (22 063,9 M\$ X 30% X 8,20%). Ainsi, l'écart à partager est de 12,6 M\$, tel que présenté au tableau 6 de la section correspondant à l'écart entre le coût des capitaux propres de l'année historique de 555,3 M\$ et le coût des capitaux propres autorisés révisés de 542,7 M\$.

² Tableau 6 de la section 2.

Annexe 2 Évolution de la base de tarification 2020 Évolution des composantes de la base de tarification
**Tableau A2.1-1
Évolution des différentes composantes de la base de tarification (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre			Moyenne des 13 soldes mensuels		
	2019 (1)	2020 (2)	Variation (3) = (2) - (1)	2019 (4)	2020 (5)	Variation (6) = (5) - (4)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 125,7	22 240,4	114,7	21 328,5	21 849,0	520,5
2 Postes	12 189,4	12 261,1	71,7	11 855,8	11 999,3	143,5
3 Lignes	8 143,0	8 221,2	78,2	7 698,1	8 105,2	407,1
4 Autres actifs de réseau	682,8	649,8	(33,0)	702,9	662,0	(40,9)
5 Actifs de soutien	364,0	387,7	23,7	352,3	365,1	12,8
6 Télécommunications	746,5	720,6	(25,9)	719,4	717,3	(2,1)
7 Actifs incorporels	502,2	541,5	39,3	486,5	506,4	19,9
8 Servitudes	454,9	455,1	0,2	437,0	455,1	18,1
9 Logiciels	41,6	80,3	38,7	46,5	45,4	(1,1)
10 Autres	5,6	6,1	0,5	2,9	5,9	3,0
11 Autres actifs	(569,8)	(545,5)	24,3	(567,3)	(558,6)	8,7
12 Actifs réglementaires	17,2	16,2	(1,0)	15,6	16,4	0,8
13 Contributions internes et autres	(587,0)	(561,6)	25,4	(592,7)	(575,0)	17,7
14 Remboursement gouvernemental	-	-	-	9,8	-	(9,8)
15 Fonds de roulement	255,4	273,6	18,2	244,1	267,0	22,9
16 Encaisse réglementaire	64,6	68,9	4,3	64,7	68,6	3,9
17 Matériaux, combustible et fournitures	153,5	162,9	9,4	146,3	157,1	10,8
18 Actifs stratégiques	37,2	41,8	4,6	33,1	41,3	8,2
19 Total	22 313,4	22 510,1	196,5	21 491,7	22 063,9	572,2
			0,9%			2,7%

2.2 Contributions avec le Distributeur

Tableau A2.2-1
Comparaison des contributions internes réelles 2020 du Distributeur
à celles autorisées selon la décision D-2020-063 (M\$)

	Composantes	D-2020-063 (1)	Réel 2020 (2)	Écarts (3) = (2) - (1)
1	Contributions avec le Distributeur			
2	Village cri Waskaganish	(47,4)	(47,4)	0,0
3	Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02	(20,4)	(20,4)	0,0
4	Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD	(345,7)	(332,9)	12,8
5	Autres contributions	(49,3)	(20,6)	Note 1 28,7
6	- Travaux sur le réseau et activités de mesurage	18,5	17,3	(1,2)
7	- Autres	(67,8)	(37,9)	29,9
8		(462,9)	(421,4)	41,5

Note 1: La variation s'explique principalement par le report de la mise en service pour des raccordements de clients du Distributeur.

- 1 Le Transporteur présente à l'annexe 3 l'évaluation de la contribution requise du Distributeur
- 2 par projet, pour le réel 2020 et le montant autorisé par la décision D-2020-063.

2.3 Fonds de roulement

3 Encaisse réglementaire

Tableau A2.3-1
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2020 (M\$)

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

1 Actifs stratégiques

Tableau A2.3-2
Calcul du fonds de roulement d'actifs stratégiques pour l'année 2020 (M\$)

Catégories	Total au 31 décembre 2020		Quantités additionnelles permettant la rotation d'inventaire par la réalisation de projets		Seuils pour couvrir le risque de défaillance (Seuils)		Taux de rotation annuel (G)	Seuils x taux de rotation annuel	
	Quantités (A = C + E)	M \$ (B = D + F)	Quantités (C)	M \$ (D)	Quantités (E)	M \$ (F)		Quantités (H = E x G)	M \$ (I = F x G)
1 Transformateurs de puissance	22	46,7	2	3,1	20	43,6	0,2	4	8,7
2 Inductances shunt	9	17,0	3	5,5	6	11,5	0,9	5	10,4
3 Disjoncteurs	83	22,9	58	18,0	25	4,9	0,7	18	3,4
4 Unités de mesures	723	20,3	539	15,4	184	4,9	0,5	92	2,5
5 Parafoudres	213	1,4	152	0,9	61	0,4	0,6	37	0,3
6 Total	1050	108,3	754	42,9	296	65,4		135	25,2
7	Taux de rotation pour couvrir le risque de défaillance (I / F)								38,6%
8	(x) Total - moyenne 13 soldes								107,1
9	FDR - Actifs stratégiques								41,3

2.4 Base de tarification 2020

Tableau A2.4-1
Base de tarification – Année réelle 2020 (M\$)

	1er janvier 2020 Réal	31 janvier 2020 Réal	29 février 2020 Réal	31 mars 2020 Réal	30 avril 2020 Réal	31 mai 2020 Réal	30 juin 2020 Réal	31 juillet 2020 Réal	31 août 2020 Réal	30 septembre 2020 Réal	31 octobre 2020 Réal	30 novembre 2020 Réal	31 décembre 2020 Réal	Total 13 soldes	Moyenne 2020
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	12 415,6	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 <i>Variations nettes</i>	366,1	(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	659,7	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 A2.4-1 (Suite)
Base de tarification – Année réelle 2020 (M\$)
(Détail des actifs incorporels)

ACTIFS INCORPORELS	1er janvier 2020	31 janvier 2020	29 février 2020	31 mars 2020	30 avril 2018	31 mai 2020	30 juin 2020	31 juillet 2020	31 août 2020	30 septembre 2020	31 octobre 2020	30 novembre 2020	31 décembre 2020	Total 13 soldes	Moyenne 2020
	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel	Réel		
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>	(9,0)	,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

Annexe 3 Contribution requise du Distributeur par projet : réelle 2020 et autorisée par les décisions D-2020-041 et D-2020-063

- 1 Le Transporteur présente l'information suivante :
- 2 • Le tableau A3-1 reflète l'évaluation de la contribution requise du Distributeur
- 3 présentée dans le dossier R-4096-2019 (montant autorisé par les décisions D-
- 4 2020-041 et D-2020-063) ;
- 5 • Le tableau A3-2 reflète l'évaluation de la contribution réelle requise pour l'année
- 6 2020 ;
- 7 • Le tableau A3-3 reflète la ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution
- 8 et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2020.

Tableau A3-1
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2020
(dossier R-4096-2019 – décisions D-2020-041 et D-2020-063)

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Mars 2019	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	0,8	(0,8)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes *	0,0	0,0	0,4	(0,4)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	0,0	16,3	(16,3)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	0,0	0,5	(0,5)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	0,0	0,0	(0,0)
D-2018-058	Nouveau poste des Patriotes à 315-25 kV	93,6	62,8	96,5	(33,7)
D-2018-059 (-65 M\$)	Poste LaPrairie à 315-120 kV - nouvelle section à 25 kV	95,6	64,1	22,3	41,9
D-2018-115 (-65 M\$)	Nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV	31,0	20,8	31,3	(10,5)
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3 ^e transformateur	91,0	61,1	20,2	40,9
-65 M\$	Poste Aqueduc à 315-25 kV - ajout 4 ^e transformateur	25,4	17,1	22,4	(5,3)
-65 M\$	Poste de Sainte-Croix à 69-25 kV - Remplacement des transformateurs et de la section haute tension	6,0	4,0	12,6	(8,6)
-65 M\$	Poste de Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et d'automatismes	7,8	5,2	1,5	3,7
-65 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	26,1	17,5	11,1	6,3
-65 M\$	Poste d'Acton à 120-25 kV - Remplac. d'appareillage électrique et de systèmes de commande et protection - ajout d'un disjoncteur	12,0	8,1	0,2	7,9
-65 M\$	Nouveau poste Thurso-Papineau à 120-25 kV - ajout 2 départs à 25 kV	5,5	3,7	1,0	2,7
-65 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	0,0	0,3	(0,3)
-65 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	156,0	96,9	35,4	61,5
-65 M\$	Autres projets < 5 M\$	44,8	30,1	15,0	15,1
	Total	594,8	391,3	287,8	103,5
	Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien				N/A
	Contribution requise du Distributeur				N/A

* Mise en service de la section satellite en 2019.

** Poursuite du volet renforcement, volet client mis en service en 2018.

Tableau A3-2
Contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2020

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Transporteur	Mise à jour des coûts - Décembre 2020	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figuerly	0,0	-	0,6	(0,6)
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,04	(0,0)
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	0,01	(0,0)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	-	0,7	(0,7)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	21,2	(21,2)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	0,001	(0,0)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauve	0,0	-	(0,2)	0,2
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	-	0,2	(0,2)
D-2018-058	Nouveau poste des Patriotes à 315-25 kV	116,0	77,8	102,0	(24,1)
D-2018-059 (-65 M\$)	Poste LaPrairie à 315-120 kV - nouvelle section à 25 kV	54,9	36,9	30,1	6,7
D-2018-115 (-65 M\$)	Nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV	31,0	20,8	31,2	(10,4)
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet poste***	90,5	60,7	15,1	45,6
-65 M\$	Poste Aqueduc à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	38,1	25,5	23,6	2,0
-65 M\$	Poste Bourget à 230-25 kV - Ajout de 4 départs à 25 kV	34,3	23,0	5,6	17,4
-65 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,03	(0,0)
-65 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	-	0,2	(0,2)
-65 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	166,5	103,8	17,8	86,0
-65 M\$	Autres projets < 5 M\$	28,7	19,2	7,24	12,0
	Total	559,9	367,8	255,1	112,6
	Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien				N/A
	Contribution requise du Distributeur				N/A

*Mise en service de la section satellite en 2019.

**Poursuite du volet renforcement, volet client mis en service en 2018.

***Volet ligne : mise en service prévue en 2021.

- 1 Pour les projets visant la charge locale et dont la mise en service a été réalisée en 2020,
- 2 aucune contribution n'était prévue dans le cadre du dossier R-4096-2019 (décisions
- 3 D-2020-041 et D-2020-063) et aucune contribution n'a été requise du Distributeur. Les
- 4 variations entre les deux tableaux ont fait en sorte d'augmenter de 9,2 M\$ l'écart favorable
- 5 entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des projets prévus dans le dossier
- 6 R-4096-2019 (décisions D-2020-041 et D-2020-063).

Tableau A3-3
Ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2020

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans	Allocation maximale du Trans porteur	Mise à jour des coûts - Décembre 2020	Écart entre montant max. et coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figury	0,0	-	0,6	(0,6)
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	(0,81)	0,8
D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	0,01	(0,0)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	-	0,3	(0,3)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	4,8	(4,8)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	0,001	(0,0)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	(0,8)	0,8
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	-	0,2	(0,2)
D-2018-058	Nouveau poste des Patriotes à 315-25 kV	22,4	15,0	5,4	9,6
D-2018-059 (-65 M\$)	Poste LaPrairie à 315-120 kV - nouvelle section à 25 kV	-40,6	(27,3)	7,9	(35,1)
D-2018-115 (-65 M\$)	Nouveau poste de l'Achigan à 120-25 kV	0,0	-	(0,1)	0,1
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet poste***	-0,5	(0,4)	(5,1)	4,7
-65 M\$	Poste Aqueduc à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	12,6	8,5	1,2	7,3
-65 M\$	Poste de Sainte-Croix à 69-25 kV - Remplacement des transformateurs et de la section haute tension	-6,0	(4,0)	(12,6)	8,6
-65 M\$	Poste de Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et d'automatismes	-7,8	(5,2)	(1,5)	(3,7)
-65 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	-26,1	(17,5)	(11,1)	(6,3)
-65 M\$	Poste Bourget à 230-25 kV - Ajout de 4 départs à 25 kV	1,4	0,9	1,8	(0,9)
-65 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame ➤ modification	0,0	-	0,03	(0,0)
-65 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	-	(0,1)	0,1
-65 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	10,5	6,9	(17,6)	24,5
-65 M\$	Autres projets < 5 M\$	-0,8	(0,5)	(5,2)	4,7
Total		(34,9)	(23,5)	(32,7)	9,2
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien					N/A
Contribution requise du Distributeur					N/A

*Poursuite du volet renforcement, volet client mis en service en 2018.

**Mise en service de la section satellite en 2019.

- 1 La variation de 9,2 M\$ entre le montant estimé au dossier R-4096-2019 et le réel s'explique
 2 principalement comme suit :
- 3 • le retrait du projet au poste de Ste-Croix, dont la mise en service initialement prévue
 4 en 2020 a été devancée en 2019, a augmenté l'écart favorable entre les montants
 5 maximaux d'allocation et les coûts des projets de 8,6 M\$;
 - 6 • la suspension ou le report de la mise en service de sept projets (« Poste de
 7 Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et
 8 d'automatismes », « Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25
 9 kV », deux projets de raccordement de clients du Distributeur et trois projets de
 10 moins de 5 M\$) ainsi que le report de la mise en service du volet ligne du projet

- 1 « Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur »; ces suspensions et reports
2 ont diminué l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts
3 des projets de 30,5 M\$;
- 4 • l'ajout d'un projet de raccordement d'un client du Distributeur, non prévu initialement,
5 a augmenté l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts
6 des projets de 25,8 M\$;
 - 7 • une augmentation de 29,0 MW des charges associées aux projets mis en service a
8 augmenté l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des
9 projets de 18,7 M\$;
 - 10 • une augmentation des coûts des projets mis en service pour trois projets (« Nouveau
11 poste des Patriotes à 315-25 kV », « Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet
12 ligne » et « Poste La Prairie à 315-120 kV - nouvelle section à 25 kV ») a diminué
13 l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des projets de
14 12,8 M\$;
 - 15 • des crédits ou coûts résiduels de projets mis en service antérieurement à 2020 ont
16 diminué l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des
17 projets de 0,6 M\$.