

Résultats réglementaires réels pour l'année 2019

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	Coût des capitaux empruntés	7
1.2.2	Charges nettes d'exploitation	7
1.2.3	Amortissement	9
1.2.4	Compte d'écarts – Projet poste Manicouagan – Réfection CS24 – Abandon des travaux liés au CS23	10
1.3	État d'avancement des coûts de maintenance directs	10
2	Application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »)	11
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 2019	24
6.2	Coût moyen réel de la dette 2019	25
6.2.1	Description de la dette.....	25
6.3	Taux de rendement réel des capitaux propres 2019.....	28
Annexe 1	Évolution de la base de tarification 2019	29
1.1	Évolution des composantes de la base de tarification	29
1.2	Contributions avec le Distributeur	30
1.3	Fonds de roulement.....	30
1.4	Base de tarification 2019	33
Annexe 2	Contribution requise du Distributeur par projet : réelle 2019 et autorisée par les décisions D-2019-047 et D-2019-058	35

Liste des tableaux

Tableau 1	Comparaison détaillée des résultats réglementaires réels aux revenus requis 2019 (M\$)	6
Tableau 2	Charges nettes d'exploitation par composantes 2019 (M\$)	7
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	10
Tableau 6	Écart de rendement 2019 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 2019 (M\$)	13

Tableau 9	Points BDD par place d'affaires – 2019	13
Tableau 10	Coût complet réel 2019 (M\$).....	14
Tableau 11	Évolution des ÉTC 2015 - 2019	14
Tableau 12	Évolution des ÉTC 2018- 2019	15
Tableau 13	Évolution de la base de tarification en 2019 (M\$)	16
Tableau 14	Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2019 à celui autorisé selon la décision D-2019-058 (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-2019-058 (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 2019 à celles autorisées selon la décision D-2019-058 (M\$)	21
Tableau 18	Retraits d'actifs 2019 (M\$)	23
Tableau 19	Coût moyen pondéré du capital 2019 (M\$).....	24
Tableau 20	Taux de rendement réel 2019.....	24
Tableau 21	Coût moyen de la dette 2019 (M\$).....	25
Tableau 22	Dette arrivant à échéance en 2020 et 2021	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 2019 et les revenus requis autorisés selon la décision D-2019-058.

3 Afin de rendre comparables les résultats réglementaires réels aux revenus requis autorisés
4 pour 2019, le Transporteur a redressé les composantes des charges nettes d'exploitation
5 (« CNE ») autorisées de façon à y refléter l'impact de l'ajustement organisationnel apporté à
6 l'été 2019. Cet ajustement consiste en un transfert des activités et des ressources
7 responsable de la maintenance reliée aux postes de départ de la centrale Beauharnois chez
8 le Transporteur vers Hydro-Québec Production. L'objectif du transfert est de démontrer par
9 un projet pilote les potentiels d'efficience escomptés par le décloisonnement entre le
10 Producteur et le Transporteur afin de réaliser les interventions avec les bonnes personnes
11 au bon moment et par le fait même d'éviter le dédoublement des tâches. Il en résulte un
12 transfert de 11 ÉTC.

Tableau 1
Comparaison détaillée des résultats réglementaires réels
aux revenus requis 2019 (M\$)

	D-2019-058	Ajustement organisationnel	D-2019-058 reclassée	Réel	Réel vs D-2019-058 reclassée
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)	(5) = (4) - (3)
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	1 502,0		1 502,0	1 494,1	(7,9)
Coût des capitaux empruntés	977,5		977,5	971,7	(5,8)
Coût des capitaux propres (après partage)	524,5		524,5	522,4	(2,1)
Coût des capitaux propres avant partage				522,4	
Partage de l'écart de rendement					
Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	21 319,6		21 319,6	21 491,7	172,1
Coût moyen pondéré du capital	7,045%		7,045%	6,952%	-0,093%
Coût de la dette	6,550%		6,550%	6,459%	-0,091%
Taux de rendement sur les capitaux propres (après partage)	8,200%		8,200%	8,102%	-0,098%
Taux de rendement sur les capitaux propres (avant partage)	8,200%		8,200%	8,102%	-0,098%
Partage de l'écart de rendement					
DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE	1 912,7	(0,0)	1 912,7	1 920,7	8,0
Charges nettes d'exploitation	862,2	(0,0)	862,2	868,8	6,6
• Charges brutes directes	651,4	(1,4)	650,0	647,7	(2,3)
• Masse salariale	493,2	(1,3)	491,9	487,2	(4,7)
• Salaires de base	309,8	(0,8)	309,0	304,3	(4,7)
• Temps supplémentaire	34,6	(0,1)	34,5	35,5	1,0
• Primes et revenus divers	20,3	(0,1)	20,2	26,1	5,9
• Régime de rémunération incitative selon la performance	1,1		1,1	3,4	2,3
• Autres	19,2	(0,1)	19,1	22,7	3,6
• Avantages sociaux	128,5	(0,3)	128,2	121,3	(6,9)
• Coût de retraite	83,2	(0,2)	83,0	72,4	(10,6)
• Autres avantages sociaux	45,3	(0,1)	45,2	48,9	3,7
• Autres charges directes	158,2	(0,1)	158,1	160,5	2,4
• Dépenses de personnel et indemnités	11,8	(0,1)	11,7	14,5	2,8
• Services externes	58,4		58,4	59,4	1,0
• Stock, achats de biens, ressources financières, locations et autres	88,0		88,0	86,6	(1,4)
• Charges de services partagés	412,5	1,4	413,9	414,1	0,2
• Technologies de l'information et des communications	159,5		159,5	157,9	(1,6)
• Centre de services partagés	93,1		93,1	99,3	6,2
• Unités corporatives	90,6		90,6	89,7	(0,9)
• Hydro-Québec Production	19,5	1,4	20,9	22,9	2,0
• Hydro-Québec Distribution	12,7		12,7	12,7	0,0
• Équipement	16,6		16,6	18,2	1,6
• Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)	20,5		20,5	17,8	(2,7)
• Coût de retraite non réparti par produits				(4,3)	(4,3)
• Coûts capitalisés	(167,4)		(167,4)	(156,9)	10,5
• Prestations de travail	(159,9)		(159,9)	(150,7)	9,2
• Gestion de matériel	(7,5)		(7,5)	(6,2)	1,3
• Facturation interne émise	(34,3)		(34,3)	(36,1)	(1,8)
• Services de téléconduite	(18,7)		(18,7)	(18,7)	(0,0)
• Bureau de conformité	(0,4)		(0,4)	(0,4)	
• Exploitation des installations	(1,6)		(1,6)	(1,4)	0,2
• Formation PNE	(0,2)		(0,2)	(0,5)	(0,3)
• Maintenance et services spécialisés	(7,6)		(7,6)	(9,2)	(1,6)
• Refacturation d'espaces	(5,8)		(5,8)	(5,8)	0,0
Autres charges	1 148,4		1 148,4	1 174,4	26,0
• Achats de services de transport	23,0		23,0	23,2	0,2
• Achats d'électricité	15,7		15,7	16,1	0,4
• Amortissement	1 048,9		1 048,9	1 070,8	21,9
• Immobilisations corporelles en exploitation	978,3		978,3	985,3	7,0
• Actifs incorporels	24,6		24,6	23,7	(0,9)
• Actifs réglementaires	2,9		2,9	3,3	0,4
• Retraits d'actifs	58,4		58,4	38,6	(19,8)
• Radiation de projets	10,0		10,0	41,1	31,1
• Frais reportés	(25,3)		(25,3)	(21,2)	4,1
• Taxes	106,0		106,0	108,8	2,8
• Taxe sur les services publics	91,8		91,8	93,4	1,6
• Taxes municipales et scolaires	14,2		14,2	15,4	1,2
• Autres revenus de facturation interne	(45,2)		(45,2)	(44,5)	0,7
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(121,1)		(121,1)	(192,8)	(71,7)
Frais corporatifs	39,6		39,6	35,8	(3,8)
Comptes d'écarts et de reports	(7,1)		(7,1)	46,4	53,5
• Coût de retraite	1,0		1,0	80,0	79,0
• Pénalités liées aux services complémentaires	(0,1)		(0,1)	(0,2)	(0,1)
• Norme ASC 715	(6,4)		(6,4)	(6,4)	
• Rendement à remettre à la clientèle	(28,2)		(28,2)	(28,2)	
• Disjoncteurs PK	26,6		26,6	26,6	
• Projet poste Manicouagan - Réfection CS24 - Abandon travaux liés au CS23				(25,4)	(25,4)
Intérêts reliés au remboursement gouvernemental	(0,9)		(0,9)	(0,3)	0,6
Facturation externe	(8,4)		(8,4)	(11,6)	(3,2)
REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 414,7	(0,0)	3 414,7	3 414,8	0,1

1.2 Explication des principaux écarts

1.2.1 Coût des capitaux empruntés

1 L'écart favorable de 5,8 M\$ constaté à ce titre pour l'année 2019 s'explique par un écart
 2 favorable lié au taux de la dette de 13,7 M\$ et un écart défavorable lié au volume de la base
 3 de tarification de 7,9 M\$.

1.2.2 Charges nettes d'exploitation

4 Le tableau suivant présente les charges nettes d'exploitation du Transporteur par
 5 composante pour l'année 2019 ainsi que l'origine des écarts par rubriques des revenus
 6 requis.

Tableau 2
Charges nettes d'exploitation par composantes 2019 (M\$)

	Facteurs Y		Coûts non récurrents			Coûts couverts par la Formule d'indexation (6)	Total (7) = (1) à (6)
	CS23 (1)	Coût de retraite (2)	Normes CIP (3)	Automatisme RPTC et SCR (4)	Travaux d'inspection des MALT (5)		
Charges nettes d'exploitation							
1 D-2019-058 reclassées ¹	-	96,2	3,6	5,0	5,0	752,4	862,2
2 Réel	2,1	85,7	1,6	3,1	2,4	773,9	868,8
3 Écarts	2,1	(10,5)	(2,0)	(1,9)	(2,6)	21,5	6,6
Origine des écarts							
4 Charges brutes directes	-	(10,6)	(1,5)	(6,1)	(5,0)	20,9	(2,3)
5 Masse salariale	-	(10,6)	(0,1)	(5,5)	-	11,5	(4,7)
6 Autres charges directes	-	-	(1,4)	(0,6)	(5,0)	9,4	2,4
7 Charges de services partagés	2,1	(4,6)	(1,1)	(1,1)	2,4	2,5	0,2
8 Coûts capitalisés	-	4,7	0,6	5,3	-	(0,1)	10,5
9 Facturation interne émise	-	-	-	-	-	(1,8)	(1,8)
10 Total	2,1	(10,5)	(2,0)	(1,9)	(2,6)	21,5	6,6

¹ Incluant les reclassements suite aux transferts des activités et des ressources présentés à la section 1.1.

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

8 Coûts découlant de l'abandon du projet de réfection d'un compensateur synchrone et des
 9 systèmes connexes du poste de la Manicouagan, en ce qui a trait aux travaux liés au CS23.

10 Coût de retraite

11 Comme il a été demandé par la Régie¹, le Transporteur dépose les tableaux des
 12 composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec ainsi que les hypothèses actuarielles
 13 utilisées pour son évaluation.

¹ D-2019-060, [par. 218](#).

Tableau 3
Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$)

	Réel	D-2019-058
Coût des services rendus	431	499
Autres composantes du coût de retraite	(626)	(426)
• Intérêts sur l'obligation	906	855
• Rendement prévu des actifs	(1 623)	(1 561)
• Amortissement de la perte actuarielle nette	91	280
Total¹	(195)	73

¹ Excluant l'amortissement du coût des services passés

Tableau 4
Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite

	Réel	D-2019-058
Taux d'actualisation du coût des services rendus	3,99%	3,65%
Taux d'actualisation des intérêts sur l'obligation	3,64%	3,21%
Taux de rendement prévu des actifs	6,50%	6,50%
Taux de croissance des salaires	3,24%	3,22%
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés actifs (années)	13	13

1 Le coût de retraite réel pour 2019 est en baisse de 268 M\$ comparativement à celui autorisé
 2 pour 2019. Cette baisse s'explique en majeure partie par la hausse, dans le dernier
 3 semestre de 2018, des taux d'intérêt à long terme prévus sur les marchés financiers servant
 4 à établir les taux d'actualisation, et en partie par une hausse de la composante
 5 « Rendement prévu de l'actif du régime » qui découle d'un accroissement de la valeur des
 6 actifs sous-jacents.

7 **Coûts non récurrents**

8 L'écart favorable de 6,5 M\$ lié aux coûts non récurrents s'explique principalement par les
 9 éléments suivants :

- 1 • Normes CIP (2,0 M\$ F) : L'écart favorable s'explique principalement par l'annulation
2 et le report de certaines activités et par des imputations aux investissements plutôt
3 qu'aux charges.
- 4 • Automatismes RPTC et SCR (1,9 M\$ F) : S'explique par une consommation moins
5 élevée que prévue en services externes et charges de services partagés durant la
6 période d'avant-projet.
- 7 • Travaux d'inspection des MALT (2,6 M\$ F) : Coûts des travaux effectués moins
8 élevés que prévu initialement.

9 **Coûts couverts par la Formule d'indexation**

10 L'écart défavorable de 21,5 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- 11 • Masse salariale (11,5 M\$ D) : Cet écart s'explique essentiellement par les éléments
12 suivants :
- 13 ○ Temps supplémentaire (0,9 M\$ D). Le Transporteur a dû recourir à davantage de
14 temps supplémentaire pour maintenir la fiabilité de son réseau fortement sollicité ;
 - 15 ○ Primes (5,9 M\$ D). La hausse des primes est principalement attribuable aux
16 augmentations accordées en vertu des conventions collectives de travail
17 négociées en 2018 ainsi que l'impact de la décision de la Régie portant sur le
18 montant du régime de rémunération incitative selon la performance du
19 Transporteur ;
 - 20 ○ Autres avantages sociaux (4,4 M\$ D). Attribuable à une variation du taux
21 applicable plus élevé que prévu.
- 22 • Autres charges directes (9,4 M\$ D) :
- 23 ○ Afin de rencontrer son obligation d'assurer l'exploitation du réseau de transport de
24 façon fiable et sécuritaire, le Transporteur n'a pas été en mesure de respecter les
25 réductions demandées par la Régie à l'égard des autres charges directes.

26 **1.2.3 Amortissement**

27 Un écart défavorable de 21,9 M\$ est constaté au niveau de l'amortissement pour
28 l'année 2019. N'eût été de l'écart défavorable de 23,3 M\$ lié à l'impact de l'abandon des
29 travaux liés au CS23, l'écart aurait été de 1,4 M\$ favorable.

1.2.4 Compte d'écarts – Projet poste Manicouagan – Réfection CS24 – Abandon des travaux liés au CS23

1 La Régie a reconnu² la création d'un compte d'écarts hors base de tarification et portant
 2 intérêts afin de comptabiliser tous les coûts découlant de l'abandon du projet de réfection
 3 d'un compensateur synchrone et des systèmes connexes du poste de la Manicouagan, en
 4 ce qui a trait aux travaux liés au CS23. Ainsi, le montant de 25,4 M\$ correspond à la somme
 5 des impacts de 2,1 M\$ aux charges nettes d'exploitation (voir section 1.2.2) et de 23,3 M\$
 6 lié à la radiation de projet (voir section 1.2.3).

1.3 État d'avancement des coûts de maintenance directs

7 Le tableau suivant présente l'information de gestion liée aux coûts de maintenance directs.
 8 Pour l'année 2019, les coûts sont de l'ordre de 378 M\$, soit de 14 M\$ inférieurs au montant
 9 présenté au dossier tarifaire 2019.

**Tableau 5
Évolution des coûts de maintenance directs**

Composantes (M\$)	Année témoin R-4058-2018 (1)	Réel 2019 (2)	Écart Réel 2019 vs témoin (3) = (2) - (1)
1 Contribution directe de main d'œuvre¹	238	239	1
2 Autres charges directes	111	98	(13)
3 Autres charges directes liées aux heures	87	78	(9)
4 <i>Dépenses de personnel</i>	7	8	1
5 <i>Services externes</i>	19	14	(5)
6 <i>Stock, achat de biens, ressources financières, locations</i>	61	56	(5)
7 <i>de biens et autres</i>	61	56	(5)
7 Autres charges directes non liées aux heures	24	20	(4)
8 <i>Services externes (maîtrise de la végétation)</i>	24	20	(4)
9 Facturation interne	26	27	1
10 Imputations spécifiques	17	14	(3)
11 Total des coûts de maintenance	392	378	(14)
12 Heures de maintenance	1 810 778	1 785 529	(25 249)
13 Taux horaire moyen (\$/heure)			
14 Contribution directe de main d'oeuvre ¹	132	134	
15 Autres charges directes liées aux heures	62	56	

¹ Excluant le coût de retraite

² D-2019-100, [par. 17](#).

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 2019 à partager.

Tableau 6
Écart de rendement 2019 à partager

1	Taux de rendement des capitaux propres		
2	Réel ¹		8,102%
3	Autorisé ²		8,200%
4	Écart de taux de rendement		-0,098% (a)
5	Base de tarification réelle ¹	21 491,739	
6	X Portion Avoir propre de la structure du capital ²		30%
7	Avoir propre présumé relatif aux activités réglementées¹ (M\$)	6 447,522	(b)
8	Écart de rendement (M\$) (a) x (b)	(6,306)	
9	Rendement à remettre à la clientèle³ (M\$) (lignes 10 + 11+12)	0,000	(c)
10	(a) < 0 :	(a) x (b) x 0%	0,000
11	Premiers 100 points de base :	[Min (a) ou 1%] X (b) x 50%	N/A
12	Au-delà de 100 points de base :	[(a) - 1%] x (b) x 75%	N/A
13	Bénéfice net réglementé - avant partage	522,391	
14	Rendement à remettre à la clientèle (c)	0,000	
15	Bénéfice net réglementé - après partage¹ (M\$)	522,391	

¹ Voir section 6.3

² D-2019-047, par. 399 et 400.

³ D-2014-034, par. 359 et 370.

9 Le tableau suivant présente le suivi du compte d'écarts relatif au rendement à remettre à la
10 clientèle.

Tableau 7
Compte d'écarts - rendement à remettre à la clientèle (M\$)

	2017 (1)	2018¹ (2)	Total (3) = (1) + (2)	Solde du compte (4)
Hors base de tarification				
1 Solde au 31 décembre 2017	27,5	-	27,5	27,5
2 Opérations en 2018				
3 Écart de l'année		13,7	13,7	13,7
4 Intérêts	0,7	-	0,7	0,7
5 Solde au 31 décembre 2018	28,2	13,7	41,9	41,9
6 Opérations en 2019				
7 Écart de l'année			-	-
8 Intérêts		0,4	0,4	0,4
9 Versé aux revenus requis 2019	(28,2)		(28,2)	(28,2)
10 Solde au 31 décembre 2019	-	14,1	14,1	14,1

¹ L'écart de l'année 2018 est versé dans les revenus requis 2020.

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-2017-128³,
 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 ses activités effectuées et liées à la fonction
 7 GOP sont facturées au Producteur au coût complet et sont incluses sous la rubrique
 8 « Facturation interne émise » des revenus requis du Transporteur. Le Transporteur rappelle
 9 que les coûts de mise en œuvre, de maintien et de démonstration spécifiques au Producteur
 10 lui sont directement facturés par les 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.

³ R-3981-2016 – Phase 2, D-2017-128, [par. 305, 306, 309 et 310](#).

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 2019 (M\$)

	Composantes	D-2019-058	Réel
1	Services de Téléconduite	(18,7)	(18,7)
2	Bureau de conformité	(0,4)	(0,4)
3	Exploitation des installations	(1,6)	(1,4)
4	Formation PNE	(0,2)	(0,5)
5	Total	(20,9)	(21,0)

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 2019.

Tableau 9
Points BDD par place d'affaires – 2019

	Place d'affaires	Nombre de points BDD (1)	% des points BDD	
			Producteur (2)	Transporteur (3)
1	Total	419 506	20,9%	79,1%
2	Baie Comeau	44 385	5,1%	5,5%
3	Chicoutimi	35 161	2,7%	5,7%
4	St-Jérôme	61 415	1,9%	12,8%
5	Montréal	110 955	1,9%	24,6%
6	Québec	56 210	0,2%	13,2%
7	Rouyn	50 235	4,7%	7,3%
8	Trois - Rivières	61 145	4,5%	10,1%

6 Le tableau suivant présente les composantes du coût complet⁴ pour la facturation associée
7 aux activités de téléconduite, de conformité, d'exploitation des installations et de formation.

⁴ Tel que demandé dans la [lettre d'attestation](#) de la Régie de l'énergie du Rapport annuel 2018 du Transporteur.

Tableau 10
Coût complet réel 2019 (M\$)

Composantes de coûts	Téléconduite (1)	Bureau de conformité (2)	Exploitation des installations (3)	Formation PNE (4)
1 Charges d'exploitation	13,2	0,5	1,2	0,4
2 Charges de services partagés	3,1		0,1	
3 Amortissement	0,6		0,1	
4 Taxes foncières				
5 Taxe sur les services publics				
6 Coût du capital ¹	0,2			
7 Total	17,1	0,5	1,4	0,4

¹ Selon la structure du capital approuvée par la Régie (D-2019-047, par. 400), le coût de la dette réelle de 6,459 % (voir section 6.2) et du taux de rendement sur les capitaux propres autorisé à 8,20 % (D-2019-047, par. 400).

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

- 1 Le tableau suivant présente le niveau de l'effectif en ÉTC réel du Transporteur qui a été affecté aux activités réglementées de transport d'électricité depuis 2015.
- 2

Tableau 11
Évolution des ÉTC 2015 - 2019

Catégorie	2015	2016	2017	2018	2019
Permanent	2 790	2 708	2 711	2 857	2 852
Temporaire	259	270	417	463	471
ÉTC total	3 049	2 978	3 128	3 320	3 323

- 3 Le tableau suivant présente l'évolution des ÉTC entre les années réelles 2019 et 2018 ainsi qu'entre l'année réelle 2019 et l'année autorisée 2019.
- 4

Tableau 12
Évolution des ÉTC 2018- 2019

	Réel 2018	D-2019-058 ¹	Réel 2019	Écart réel 2019 vs Réel 2018	Écart réel 2019 vs D-2019-058
ÉTC total	3 320	3 300	3 323	3	23
Ajustements organisationnels En 2019 ²	(11)	(11)		11	11
ÉTC reclassé	3 309	3 289	3 323	14	34

¹. ÉTC total de l'année témoin 2019 à 3 445 selon le dossier R-4058-2018 moins 145 ÉTC théoriques suite à la décision D-2019-058 portant sur la réduction de la masse salariale.

². Ajustement organisationnel portant sur le transfert des activités et des ressources réalisé en 2019, comme décrit à la section 1.1.

- 1 Les écarts sont attribuables à l'accroissement des besoins en support et réalisation au
- 2 niveau de la maintenance de façon à maintenir la fiabilité du réseau de transport.

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 2019.

Tableau 13
Évolution de la base de tarification en 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 8,6M\$

Note 2: Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation 15,1 M\$; Retraits actifs non exploités retirés à la demande de la Régie (D2019-047)

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.

2 Les données détaillées supportant cette évolution sont présentées aux sections 1.1 à 1.3 de
3 l'annexe 1.

5.2 Comparaison avec la base de tarification autorisée

Tableau 14
Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2019 à celui autorisé
selon la décision D-2019-058 (M\$)

	D-2019-058 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	21 977,3	22 125,7	148,4	(a)
2 Actifs incorporels	467,2	502,2	35,0	(b)
3 Autres actifs	(771,5)	(569,8)	201,7	
4 Actifs réglementaires	12,7	17,2	4,4	
5 Contributions internes et autres	(784,2)	(587,0)	197,2	(c)
6 Remboursement gouvernemental	0,0	0,0	(0,0)	
7 Fonds de roulement	227,9	255,4	27,5	
8 Encaisse réglementaire	66,1	64,6	(1,5)	
9 Matériaux, combustible et fournitures	118,1	153,5	35,4	
10 Actifs stratégiques	43,7	37,2	(6,5)	
11 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	21 900,9	22 313,4	412,5	
12 Principaux écarts	2018	2019	Total	
13 (a) Immobilisations corporelles en exploitation				
14 Mises en service supérieures pour des projets ≥ 25 M\$	0,0	94,5	94,5	
15 Mises en service non réalisées pour des projets ≥ 25 M\$	(117,2)	0,0	(117,2)	
16 Mises en service supérieures pour des projets < 25 M\$	69,2	62,6	131,8	
17 Amortissement	30,3	(7,0)	23,3	
18 Retraits d'actifs	2,8	19,2	21,9	
19 Reclassement aux actifs incorporels	(9,6)	(15,1)	(24,7)	
20 (b) Actifs incorporels				
21 Mises en service non réalisées	(8,7)	21,6	12,9	
22 Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation	9,6	15,1	24,7	
23 (c) Contributions internes et autres				
24 Mises en service	193,7	11,4	205,1	
25 Amortissement	0,1	(4,1)	(4,0)	

- 1 Le tableau suivant présente les écarts entre la base de tarification réelle et autorisée en
 2 fonction de la moyenne des 13 soldes pour l'année 2019⁵.

⁵ R-3823-2012, D-2014-035, [par. 461](#).

Tableau 15
Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2019-058 (M\$)

	D-2019-058 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	21 355,7	21 328,5	(27,2)	
2 Postes	11 784,9	11 855,8	70,9	(a)
3 Lignes	7 765,2	7 698,1	(67,1)	(b)
4 Autres actifs de réseau	711,2	702,9	(8,3)	
5 Actifs de soutien	353,1	352,3	(0,8)	
6 Télécommunications	741,3	719,4	(21,9)	
7 Actifs incorporels	473,4	486,5	13,1	
8 Servitudes	413,8	437,0	23,2	
9 Logiciels	53,6	46,5	(7,1)	
10 Autres	6,0	2,9	(3,0)	
11 Autres actifs	(741,4)	(567,3)	174,1	
12 Actifs réglementaires	10,5	15,6	5,1	(c)
13 Contributions internes et autres	(784,7)	(592,7)	192,0	
14 Remboursement gouvernemental	32,8	9,8	(22,9)	
15 Fonds de roulement	231,9	244,1	12,2	
16 Encaisse réglementaire	66,1	64,7	(1,4)	
17 Matériaux, combustible et fournitures	121,8	146,3	24,6	
18 Actifs stratégiques	44,1	33,1	(11,0)	
19 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	21 319,6	21 491,7	172,1	

	Écarts (M\$) (1)	Explications (2)
20 (a) Postes	53,5	
21 Projets autres – sans autorisation spécifique Régie	148,2	Surestimation du facteur de glissement combiné à la mise en service d'investissement non prévus en 2018 et 2019.
22 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-fîle	(65,0)	Report des MES causé principalement par des interventions préventives en santé et sécurité du travail. En pointe hivernale, aucun retrait n'est effectué afin de garantir une exploitation fiable et sécuritaire du réseau.
23 Poste Judith-Jasmin	(29,7)	Report de la MES du projet suite au décalage de la mise en service de la Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-fîle.
24 (b) Lignes	(75,9)	
25 Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur	(130,7)	Report des MES dû à des changements importants dans la séquence et la réalisation des travaux.
26 Projets autres – sans autorisation spécifique Régie	54,8	Surestimation du facteur de glissement.
27 (c) Contributions internes et autres	141,9	
28 Contributions avec le Distributeur	141,9	La variation s'explique principalement par la contribution liée à l'agrégation annuelle des projets du Distributeur "pool" 2018, dont les MES partielles de trois projets majeurs ont été reportées.

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 2019.

Tableau 16
Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$)

	Valeur autorisée			Total MES			
	HQ (1)	Régie (2)	Décision Régie (3)	Mois MES (Note 2)		2019 (4) (Note 3)	Cumulé (5)
				Projeté (D-2019-058)	Réel		
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	Déc	Résiduelle	8,6	63,3
3 Poste Nicolet	68,5	68,5	D-2013-156	Août	Déc	23,4	60,3
4 Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e)	282,1	281,7	D-2014-045	Août-Nov	Août-Oct-Nov	102,3	201,7
5 Poste Chelsea - Remplacement équipements et automatismes	39,8	39,8	D-2014-110	Oct	Déc	10,9	36,4
6 Mise en place du réseau IP MPLS/VPN	97,6	97,6	D-2014-191	Nov	Nov	17,4	96,2
7 Modernisation des liaisons optiques (NG-SONET)	66,7	66,7	D-2014-191	Juil	Nov	6,5	42,8
8 Poste Judith-Jasmin	260,4	260,4	D-2015-022	Oct	Juil	116,9	225,9
9 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-Île (Note 4)	1 090,3	1 083,4	D-2015-023	Mai	Mai	818,0	1 033,0
10 Poste Saint-Patrick	129,3	129,3	D-2015-051	Mars	Mars	94,6	97,2
11 Poste Notre-Dame	29,9	29,9	D-2015-075	Nov	Nov	8,2	26,9
12 Ligne Langlois - Vaudreuil-Soulanges	46,3	46,3	D-2016-106	Résiduelle	Résiduelle	5,8	46,3
13 Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur	119,1	98,0	D-2016-130	Résiduelle	Mai	99,9	124,4
14 Poste Gracefield et ligne Paugan - Maniwaki	115,0	115,0	D-2016-176	Nov	Oct	52,8	118,8
15 Poste Aqueduc	35,3	35,3	D-2017-001	Déc	Déc	7,9	18,8
16 Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2013-01 (4e)	300,4	300,4	D-2017-025	Note 1	Juin	(12,4)	145,1
17 Poste Sherbrooke - Renforcement du réseau	76,1	76,1	D-2017-088	Juil	Mai	10,7	75,0
18 Reconstruction lignes à 120 kV à Gatineau	51,6	51,6	D-2018-028	Sept	Oct-Déc	31,1	31,1
19 Poste Montagnais - Remplacement inductances shunt à 735 kV	43,6	43,6	D-2018-092	Déc	Oct	13,2	13,2
20 Poste Châteauguay - Remplacement équipements et automatismes	36,8	36,8	D-2018-133	Déc	Déc	5,3	5,3
21 Ligne Beaumont - Dorchester	25,6	25,6	D-2019-039	Déc	Déc	28,4	28,4
22 Autres mises en service						38,2	
23 Mises en service projets - autres						789,4	
24 Sécurisation des postes (Note 5)	57,8			Note 1	Déc	42,4	42,4
25 Poste Duvernay - Remplacement équipements appareillage (Note 6)	26,3			Juin	Nov	5,9	17,1
26 Poste Carignan - Remplacement transformateurs	22,4			Juil	Sept	5,1	21,3
27 Poste Varennes - Ajout transformateur	22,1			Sept	Oct	8,8	8,8
28 Aéroport de Némiscau - Piste atterrissage	20,8			Note 1	Août	5,7	18,5
29 Ligne Saint-Maxime - Marie-Victorin	20,4			Déc	Déc	15,1	15,1
30 Poste Notre-Dame - Remplacement transformateurs	19,5			Déc	Nov	10,8	18,7
31 Poste Outardes-3 - Remplacement câbles	18,9			Nov	Août - Déc	11,1	15,8
32 Poste Sainte-Croix - Remplacement transformateurs	17,2			Août	Juil - Déc	18,0	18,0
33 Remplacement transformateurs de courant - IMBE (Note 7)	16,9			Note 1	Nov	14,0	14,0
34 Mise en place des fondations technologiques OptiCT (Note 8)	16,4			Déc	Oct	13,1	13,1
35 Accumulateurs 2017-2019	16,0			Déc	Déc	6,0	14,9
36 Poste Tarebbonne	15,8			Août	Juil	6,7	12,9
37 Poste Carillon - Remplacement disjoncteurs	14,2			Résiduelle	Nov	8,0	12,9
38 Poste Montréal-Est - Ajout transformateur	12,0			Sept	Août	9,2	9,2
39 Poste Saraguay - Ajout transformateur	11,9			Nov	Déc	7,9	7,9
40 Poste Matagami	11,8			Sept	Nov	10,2	10,2
41 Poste Charlesbourg - Ajout transformateur	10,8			Oct	Nov	9,5	9,5
42 Raccordement Ville de Montréal - Station d'épuration	10,7			Mai	Déc	5,1	7,6
43 Accumulateurs 2018	9,8			Fév	Juin	6,1	6,1
44 Poste La Vérendrye - Remplacement inductance	9,4			Sept	Oct	10,5	10,5
45 Poste Vaudreuil-Soulanges - Ajout transformateur	9,3			Oct	Déc	9,1	9,1
46 Poste Chamouchouane - Remplacement équipements	9,2			Note 1	Nov	5,2	5,2
47 Remplacement automatismes de manœuvre de parafoudres	8,4			Déc	Déc	5,8	7,1
48 Poste Duvernay - Ajout d'un entrepôt	8,3			Résiduelle	Mars	5,1	7,9
49 Poste Châteauguay - Ajout transformateur	8,1			Note 1	Déc	6,1	6,1
50 Poste Berri	7,5			Sept	Déc	7,4	7,4
51 Poste Eastmain	7,4			Mai	Déc	8,2	8,2
52 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 2-107)	6,3			Nov	Juil	6,0	6,0
53 Poste Lorrainville - Remplacement équipements	6,2			Déc	Déc	6,3	6,9
54 Poste Gaspé	6,1			Sept	Nov	6,0	6,0
55 Poste Nicolet - Remplacement inductance	6,0			Oct	Nov	5,3	5,3
56 Poste Abitibi - Remplacement inductances XL3-A et XL3-B	6,0			Juil	Nov	5,5	5,5
57 Poste Albanel - Remplacement inductances	6,0			Note 1	Nov	6,3	6,3
58 Poste Québec - Remplacement disjoncteurs	5,9			Sept	Déc	5,8	5,8
59 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 2-101)	5,9			Nov	Sept	5,5	5,5
60 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 2-100)	5,8			Nov	Juil	5,3	5,3
61 Poste Madawaska	5,1			Note 1	Déc	5,2	5,2
62 Poste Maisonneuve - Remplacement équipements	4,4			Note 1	Déc	5,4	6,3
63 Postes Némiscau et Albanel - Remplacement transformateurs	4,3			Note 1	Déc	5,5	5,5
64 Autres mises en service						445,2	
65 Total						2 277,1	

Note 1 : Aucune mise en service planifiée dans l'année témoin 2019.

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

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

Note 5 : 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 6 : 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 7 : 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 8 : Le projet inclut un montant de MES 2019 de 5,7 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 2019 et celles autorisées selon la
- 3 décision D-2019-058.

Tableau 17
Comparaison des mises en service réelles de l'année 2019 à celles autorisées selon la décision D-2019-058 (M\$)

Projets du Transporteur	Décision (1)	D-2019-058 (2)	Réel (3)	Écarts (4)	Explications (5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		1 378,9	1 487,7	108,8	
2 Poste Manicouagan - Réfection CS24 et syst. conn.	D-2012-151	41,3	8,6	(32,7)	Écart sur les mises en service découlant de l'abandon des travaux de réfection du compensateur synchrone CS23.
3 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île	D-2015-023	764,6	818,0	53,4	Hausse des coûts de construction ainsi que des coûts de traitement de la végétation liés à des complexités diverses rencontrées sur le chantier.
4 Ligne Grand-Brûlé - Dérivation Saint-Sauveur	D-2016-130	4,3	99,9	95,6	Report de la mise en service de 2018 à 2019 causé par un début tardif des travaux engendrés par un retard dans l'obtention des autorisations gouvernementales.
5 Poste Duvernay	D-2018-043	21,1	-	(21,1)	Report de la mise en service de 2019 à 2020 suite à l'impossibilité de mettre hors tension une section de ligne à 315 kV.
6 Autres - Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		547,6	561,2	13,6	
7 Mises en service projets - autres		706,0	789,4	83,4	Principalement causé par une prolongation des délais et une hausse des coûts des travaux du projet de sécurisation des postes (+42,4 M\$) ainsi que par une surestimation du facteur de glissement.
8 Total		2 084,9	2 277,1	192,2	

5.4 Retraits d'actifs

- 1 Le tableau suivant présente la comparaison des retraits d'actifs réels de 2019 à ceux autorisés par la Régie selon la décision D-2019-058.
- 2

Tableau 18
Retraits d'actifs 2019 (M\$)

	D-2019-058	Réel	Écarts
Retraits de nature courante	48,4	34,7	(13,7) ¹
Autres retraits	10,0	3,9	(6,1)
Total	58,4	38,6	(19,8)

¹ L'écart s'explique par la composition des mises en service réelles de 2019 comparativement à un ratio moyen historique.

6 Rendement sur la base de tarification

6.1 Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2019

- 1 Le calcul du coût moyen pondéré du capital réalisé pour l'année 2019 est présenté au
 2 tableau suivant. Le coût reconnu par la Régie dans sa décision D-2019-047 était
 3 de 7,045 %⁶.

Tableau 19
Coût moyen pondéré du capital 2019 (M\$)

		2019		Écart (3) = (2) - (1)
		D-2019-047 (1)	Réalisé (2)	
1	Taux pondéré de la dette	4,585%	4,521%	-0,064%
2	Coût moyen de la dette	6,550%	6,459%	-0,091%
3	Structure de capital autorisée	70%	70%	
4	Taux pondéré des capitaux propres	2,460%	2,431%	-0,029%
5	Taux de rendement des capitaux propres	8,200%	8,102%	-0,098%
6	Structure de capital autorisée	30%	30%	
7	Coût moyen pondéré du capital	7,045%	6,952%	-0,093%

- 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 20
Taux de rendement réel 2019

Résultat net réglé pour les fins tarifaires ⁷	522,4 M\$
Frais financiers ⁸	+ 971,7 M\$
Résultat net réglé avant frais financiers	1 494,1 M\$
Base de tarification ⁹	21 491,7 M\$
Taux de rendement réel sur la base de tarification	6,952 %

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

⁶ D-2019-047, [par. 403](#).

⁷ HQT-2, Document 1, tableau 2.

⁸ HQT-2, Document 1, tableau 2.

⁹ Tableau A1.3-1.

6.2 Coût moyen réel de la dette 2019

1 Le coût moyen réel de la dette pour 2019 est présenté au tableau suivant :

Tableau 21
Coût moyen de la dette 2019 (M\$)

	2019		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2019-047 (1)	Réalisé (2)	
1 Numérateur - Frais financiers¹	2 912	2 862	-50
2 Intérêts nets sur dette à long terme	2 692	2 643	-49
3 Frais de garantie	220	219	-1
4 Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps¹	44 459	44 320	-139
5 Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	45 173	45 059	-114
6 Moins les éléments dans la valeur de la dette et des swaps n'ayant pas contribué à financer les actifs :			
7 Cumul des autres éléments du résultat étendu	196	221	25
8 Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	758	758	0
9 Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	-16	-16	0
10 Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	-223	-223	0
11 Coût moyen de la dette	6,550%	6,459%	-0,091%

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 -0,091 % s'explique principalement par l'effet des taux d'intérêt (-0,087 %). De ce
3 pourcentage, les taux à court terme inférieurs aux taux projetés (taux réel des acceptations
4 bancaires canadiennes 3 mois de 2,0 %, comparativement à un taux prévu de 2,7 %)
5 expliquent une baisse de 0,060 %, alors que la baisse des taux à long terme
6 représente 0,027 %.

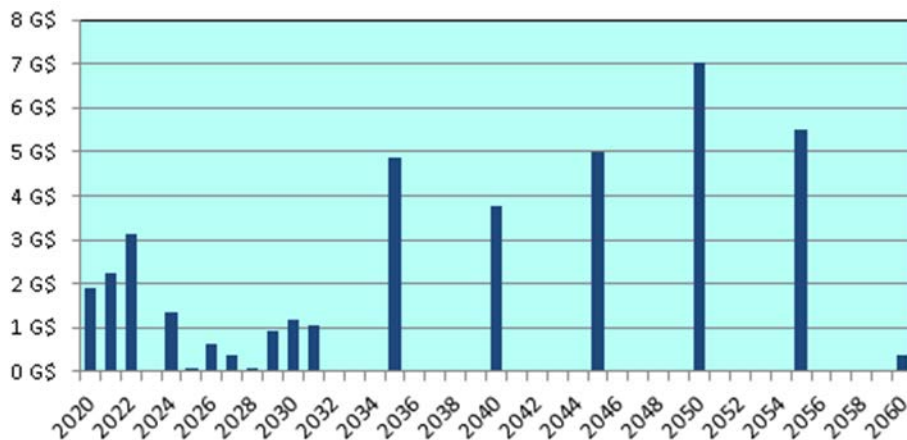
7 Dans une moindre mesure, l'effet volume crée une diminution de 0,004 %. Des effets
8 favorables découlent de gains associés à des rachats de titres à coupon élevé effectués en
9 décembre 2018 ainsi que d'encaissements en vertu d'ententes d'atténuation du risque de
10 crédit. Toutefois, ces effets favorables ont été éliminés en grande partie par une perte
11 réalisée lors du rachat de titres additionnels au mois de décembre 2019.

6.2.1 Description de la dette

12 Une proportion de 84 % de la totalité de la dette d'Hydro-Québec a été émise en dollars
13 canadiens alors que 16 % a été émise en dollars américains, cela en excluant la dette à
14 perpétuité. L'exposition au dollar américain a cependant été éliminée par des transactions
15 de couverture de telle sorte que, après couverture, 100 % de la dette était libellée en dollars
16 canadiens au 31 décembre 2019.

- 1 À la fin de 2019, 95,3 % des obligations et des billets à moyen terme portaient un taux fixe
- 2 alors que 4,7 % portaient un taux variable compte tenu de l'incidence des swaps transigés
- 3 aux fins de la gestion des risques à long terme.
- 4 La dette d'Hydro-Québec a une échéance moyenne de 19 ans. La figure suivante présente
- 5 la répartition de la dette par année d'échéance au taux de change historique.

Figure 1
Répartition de la dette par année d'échéance



- 6 Pour chacune des années 2020 et 2021, les échéances totalisent respectivement 1,9 G\$ et
- 7 2,2 G\$ au taux de change historique. Le tableau suivant présente le détail des dettes venant
- 8 à échéance pour ces deux années.

Tableau 22
Dettes arrivant à échéance en 2020 et 2021

Échéances 2020 (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)
217	9,400%	10-déc-90	11-déc-20	10 000 000	USD	11 560 000
4002	-	27-sept-96	17-févr-20	4 000 000	CAD	4 000 000 ¹
4002	-	27-sept-96	17-août-20	4 000 000	CAD	4 000 000 ¹
HL	11,000%	15-août-90	17-août-20	10 204 829	CAD	10 204 829 ²
HM	-	15-août-90	17-août-20	404 000 000	CAD	404 000 000
HM	-	12-mars-91	17-août-20	1 325 000 000	CAD	1 325 000 000
II	10,250%	27-juil-93	10-janv-20	150 000 000	CAD	150 000 000
Total						1 908 764 829

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)
253	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	1 100 000 000	CAD	1 100 000 000
Total						2 223 765 000

¹ Échéance partielle

² A fait l'objet de rachats anticipés en décembre 2018 et décembre 2019 pour des notions de 500 M\$ et 539,8 M\$ respectivement. Cette dette, totalisant 1 110 M\$ avant rachat, avait été émise à différentes dates entre le 15 août 1990 et le 19 août 1991

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 2019. 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 des capitaux propres 2019

Tableau 23
Capitaux propres présumés

Base de tarification (en k\$) ¹⁰	21 491 739
x Portion capitaux propres de la structure du capital	<u>30 %</u>
Capitaux propres présumés (en k\$)	<u>6 447 522</u>

Tableau 24
Taux de rendement réel des capitaux propres

	Avant partage	Après partage ¹¹
Résultat net pour les fins tarifaires (en k\$) ¹²	522 391	522 391
Capitaux propres présumés (en k\$)	÷ <u>6 447 522</u>	÷ <u>6 447 522</u>
Taux de rendement réel des capitaux propres	<u>8,102 %</u>	<u>8,102 %</u>

¹⁰ HQT-2, Document 2, tableau A1.3-1.

¹¹ Aucun partage, car le taux de rendement des capitaux propres réel est inférieur à 8,20 %.

¹² HQT-2, Document 1, tableau 2.

Annexe 1 Évolution de la base de tarification 2019
1.1 Évolution des composantes de la base de tarification

**Tableau A1.1-1
Évolution des différentes composantes de la base de tarification (M\$)**

Composantes	Au 31 décembre			Moyenne des 13 soldes mensuels		
	2018 (1)	2019 (2)	Variation (3) = (2) - (1)	2018 (4)	2019 (5)	Variation (6) = (5) - (4)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	20 915,5	22 125,7	1 210,2	20 213,9	21 328,5	1 114,6
2 Postes	11 861,0	12 189,4	328,4	11 403,7	11 855,8	452,1
3 Lignes	7 222,8	8 143,0	920,2	7 015,6	7 698,1	682,5
4 Autres actifs de réseau	732,1	682,8	(49,3)	723,0	702,9	(20,1)
5 Actifs de soutien	350,5	364,0	13,5	343,2	352,3	9,1
6 Télécommunications	749,1	746,5	(2,6)	728,4	719,4	(9,0)
7 Actifs incorporels	479,6	502,2	22,6	465,0	486,5	21,5
8 Servitudes	426,0	454,9	28,9	398,1	437,0	38,9
9 Logiciels	52,3	41,6	(10,7)	63,4	46,5	(16,9)
10 Autres	1,3	5,6	4,3	3,5	2,9	(0,6)
11 Autres actifs	(545,5)	(569,8)	(24,3)	(517,8)	(567,3)	(49,5)
12 Actifs réglementaires	14,3	17,2	2,8	10,5	15,6	5,1
13 Contributions internes et autres	(602,4)	(587,0)	15,4	(570,9)	(592,7)	(21,8)
14 Remboursement gouvernemental	42,6	-	(42,6)	42,6	9,8	(32,8)
15 Fonds de roulement	233,3	255,4	22,1	224,3	244,1	19,8
16 Encaisse réglementaire	66,4	64,6	(1,8)	66,0	64,7	(1,3)
17 Matériaux, combustible et fournitures	133,6	153,5	19,9	123,9	146,3	22,4
18 Actifs stratégiques	33,3	37,2	3,9	34,4	33,1	(1,3)
19 Total	21 082,9	22 313,4	1 230,5	20 385,4	21 491,7	1 106,3
			5,8%			5,4%

1.2 Contributions avec le Distributeur

**Tableau A1.2-1
Comparaison des contributions internes réelles 2019 du Distributeur
à celles autorisées selon la décision D-2019-058 (M\$)**

	Composantes	D-2019-058 (1)	Réel 2019 (2)	Écarts (3) = (2) - (1)
1	Contributions avec le Distributeur			
2	Village cri Waskaganish	(49,7)	(49,7)	0,0
3	Premier appel d'offres éolien A/O 2003-02	(22,0)	(22,0)	0,0
4	Agrégation des projets (« pool ») - Contribution HQD	(532,8)	(343,1)	Note 1 189,6
5	Autres contributions	(33,5)	(23,0)	10,5
6	- Travaux sur le réseau et activités de mesurage	19,1	16,3	(2,7)
7	- Autres	(52,6)	(39,3)	13,2
8		(637,9)	(437,7)	200,2

Note 1: La variation s'explique principalement par la contribution liée à l'agrégation annuelle des projets du Distributeur ("pool") 2018, dont les MES partielles de trois projets majeurs ont été reportés.

- 1 Le Transporteur présente à l'annexe 2 l'évaluation de la contribution requise du Distributeur
- 2 par projet, pour le réel 2019 et le montant autorisé par la décision D-2019-058.

1.3 Fonds de roulement
3 Encaisse réglementaire

**Tableau A1.3-1
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2019 (M\$)**

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

1 Actifs stratégiques

**Tableau A1.3-2
Calcul du fonds de roulement d'actifs stratégiques pour l'année 2019 (M\$)**

Catégories	Total au 31 décembre 2019		Quantités additionnelles permettant la rotation d'inventaire par la réalisation de projets		Seuils pour couvrir le risque de défaillance (Seuils)		Taux de rotation annuel	Seuils x taux de rotation annuel	
	Quantités	M \$	Quantités	M \$	Quantités	M \$		Quantités	M \$
	(1) = (3) + (5)	(2) = (4) + (6)	(3)	(4)	(5)	(6)		(8) = (5) x (7)	(9) = (6) x (7)
1 Transformateurs de puissance	26	46,8	4	4,6	22	42,2	0,2	4	8,4
2 Inductances shunt	8	15,3	4	7,4	4	8,0	0,9	4	7,2
3 Disjoncteurs	108	26,4	81	21,3	27	5,1	0,7	19	3,6
4 Unités de mesures	571	13,6	409	9,3	162	4,3	0,5	81	2,1
5 Parafoudres	226	1,4	165	0,9	61	0,4	0,6	37	0,3
6 Total	939	103,5	663	43,5	276	59,9		145	21,6
7	Taux de rotation pour couvrir le risque de défaillance (I / F)							36,0%	
8	(x) Total - moyenne 13 soldes							91,9	
9	FDR - Actifs stratégiques (note 1)							33,1	

Note 1: Les actifs stratégiques inclus dans le fonds de roulement ont été calculés selon la méthodologie reconnue par la Régie dans la décision D-2016-029

1.4 Base de tarification 2019

 Tableau A1.4-1
 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 soles (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	1 280,7	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	36 567,6	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	600,8	602,8	607,1	608,6	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	983,0	989,6	976,2	982,8	989,4	976,3	982,9	989,6	973,6	989,9	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	14 990,4	15 057,7	15 124,0	15 188,1	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	352,3
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)	(542,7)	(540,8)	(538,6)	(536,6)	(534,8)	(532,9)	(531,0)	(528,9)	(526,9)	(524,9)	(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 A1.4-1 (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 2018 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 Servitutes	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 Variations nettes		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 Servitutes	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 Servitutes	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

Annexe 2 Contribution requise du Distributeur par projet : réelle 2019 et autorisée par les décisions D-2019-047 et D-2019-058

- 1 Le Transporteur présente l'information suivante :
- 2 • Le tableau A2-1 reflète l'évaluation de la contribution requise du Distributeur
- 3 présentée dans le dossier R-4058-2018 (montant autorisé par les décisions
- 4 D-2019-047 et D-2019-058) ;
- 5 • Le tableau A2-2 reflète l'évaluation de la contribution réelle requise pour
- 6 l'année 2019 ;
- 7 • Le tableau A2-3 reflète la ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution
- 8 et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2019.

Tableau A2-1
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2019
(dossier R-4058-2018 – décisions D-2019-047 et D-2019-058)

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans (1)	Allocation maximale du Transporteur (2)	Mise à jour des coûts - Mars 2018 (3)	Ecart entre l'allocation max. et les coûts (4) = (2) - (3)	
		MW	en M\$	en M\$	en M\$	
1	D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figuiery	0,0	-	-	
2	D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	1,0 (1,0)	
3	D-2014-041	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,7 (0,7)	
4	D-2014-068	Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	0,0	-	-	
5	D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes	0,0	-	15,9 (15,9)	
6	D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section satellite	148,7	94,2	32,3 62,0	
7	D-2015-051	Nouveau poste St-Patrick à 315-25 kV	33,5	21,2	22,3 (1,1)	
8	D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	-	
9	D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	4,3 (4,3)	
10	D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)*	0,0	-	6,8 (6,8)	
11	-25 M\$	Poste Vaudreuil-Soulanges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	68,1	43,2	9,4 33,8	
12	-25 M\$	Poste Charlesbourg à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	80,2	50,8	10,9 40,0	
13	-25 M\$	Ligne biterme à 120 kV Boulevard-Labelle - Judith-Jasmin - Construction d'un nouveau tronçon d'alimentation	0,0	-	0,1 (0,1)	
14	-25 M\$	Poste de Varennes à 230-25 kV - ajout 4e transformateur	37,8	24,0	14,2 9,8	
15	-25 M\$	Poste de Saraguay à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	56,1	35,6	8,6 27,0	
16	-25 M\$	Poste de Sainte-Croix à 69-25 kV - Remplacement des transformateurs et de la section haute tension	0,0	-	-	
17	-25 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	20,3	12,9	11,2 1,7	
18	-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	-	
19	-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois France)	0,0	-	0,7 (0,7)	
20	-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	93,5	57,4	12,2 45,2	
21	-25 M\$	Réserve pour raccordement de clients du Distributeur**	N/D	50,0	50,0 -	
22	-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	8,0	5,1	5,5 (0,4)	
		Total	546,1	394,4	205,9	186,5
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.

**Considérant un volume important de demandes du Distributeur pour le raccordement rapide de nouveaux clients sur le réseau de transport, une enveloppe de 50 M\$ est prévue aux investissements pour des projets non encore identifiés. Comme il s'agit d'une hypothèse, le Transporteur a fixé pour le moment le montant maximal d'allocation à 50 M\$, soit à un montant équivalent à celui de l'enveloppe, de manière à neutraliser l'impact de cette dernière sur la contribution prévue du Distributeur jusqu'à ce que les projets soient définis.

Tableau A2-2
Contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2019

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans (1)	Allocation maximale du Transporteur (2)	Mise à jour des coûts - Décembre 2019 (3)	Écart entre l'allocation max. et les coûts (4) = (2) - (3)
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
1 D-2012-081	Renf. réseau 315 kV de l'Abitibi ph. 1 - Poste Figury	0,0	-	(0,4)	0,4
2 D-2014-028	Nouvelle ligne 120 kV Pierra-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	1,5	(1,5)
3 D-2014-041	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,1	(0,1)
4 D-2014-088	Poste Abitibi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	0,0	-	(0,01)	0,01
5 D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes	0,0	-	58,8	(58,8)
6 D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section satellite	120,0	78,1	32,8	43,2
7 D-2015-051	Nouveau poste St-Patrick à 315-25 kV	47,4	30,0	23,9	8,2
8 D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Veudreuil-Soulanges	0,0	-	5,8	(5,8)
9 D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	99,9	(99,9)
10 D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)*	0,0	-	28,9	(28,9)
11 -25 M\$	Poste Veudreuil-Soulanges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	65,0	41,2	9,1	32,1
12 -25 M\$	Poste Charlesbourg à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	81,1	51,4	9,8	41,8
13 -25 M\$	Ligne biterne à 120 kV Boulevard-Labelle - Judith-Jasmin - Construction d'un nouveau tronçon d'alimentation	0,0	-	-	-
14 -25 M\$	Poste de Varennes à 230-25 kV - ajout 4e transformateur	70,3	44,8	13,1	31,4
15 -25 M\$	Poste de Saraguay à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	84,0	53,3	13,7	30,8
16 -25 M\$	Poste de Sainte-Croix à 69-25 kV - Remplacement des transformateurs et de la section haute tension	9,4	8,0	12,4	(8,5)
17 -25 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	0,0	-	-	-
18 -25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,1	(0,1)
19 -25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Athabaska - Bois Francs)	0,0	-	0,8	(0,8)
20 -25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	31,0	19,8	4,0	15,5
21 -25 M\$	Réserve pour raccordement de clients du Distributeur	N/D	-	-	-
22 -25 M\$	Autres projets < 5 M\$	0,0	-	0,7	(0,7)
	Total	508,1	322,1	312,8	9,3
	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.

- 1 Pour les projets visant la charge locale et dont la mise en service a été réalisée en 2019,
- 2 aucune contribution n'était prévue dans le cadre du dossier R-4058-2018 (décisions
- 3 D-2019-047 et D-2019-058) et aucune contribution n'a été requise du Distributeur. Les
- 4 variations entre les deux tableaux ont fait en sorte de diminuer de 179,2 M\$ l'écart favorable
- 5 entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des projets prévu dans le dossier
- 6 R-4058-2018 (décisions D-2019-047 et D-2019-058).

Tableau A2-3
Ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2019

Numéro de la décision de la Régie	Projet	Mise à jour des MW additionnels sur 20 ans (1)	Allocation maximale du Transporteur (2)	Mise à jour des coûts - Décembre 2019 (3)	Écart entre l'allocation max. et les coûts (4) = (2) - (3)	
		MW	en M\$	en M\$	en M\$	
1	D-2012-061	Renf. réseau 315 kV de l'Abîmi ph. 1 - Poste Figuery	0,0	-	(0,4)	0,4
2	D-2014-026	Nouvelle ligne 120 kV Pierre-Le Gardeur - Saint-Sulpice	0,0	-	0,5	(0,5)
3	D-2014-041	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	(0,5)	0,5
4	D-2014-068	Poste Abîmi à 735-315 kV - remplac. transformateurs	0,0	-	(0,01)	0,01
5	D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes	0,0	-	42,7	(42,7)
6	D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section satellite	-26,7	(18,2)	0,8	(18,7)
7	D-2015-051	Nouveau poste St-Patrick à 315-25 kV	13,9	8,8	1,6	7,2
8	D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudeuil-Soulanges	0,0	-	5,8	(5,8)
9	D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Seveur	0,0	-	95,6	(95,6)
10	D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)*	0,0	-	20,2	(20,2)
11	-25 M\$	Poste Vaudeuil-Soulanges à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	-3,1	(1,9)	(0,3)	(1,6)
12	-25 M\$	Poste Charlesbourg à 120-25 kV - ajout 4e transformateur	0,9	0,6	(1,3)	1,9
13	-25 M\$	Ligne biterne à 120 kV Boulevard-Labelle - Judith-Jasmin - Construction d'un nouveau tronçon d'alimentation	0,0	-	(0,1)	0,1
14	-25 M\$	Poste de Varennes à 230-25 kV - ajout 4e transformateur	32,4	20,6	(1,0)	21,6
15	-25 M\$	Poste de Saraguay à 315-25 kV - ajout 4e transformateur	27,9	17,7	5,1	12,5
16	-25 M\$	Poste de Sainte-Croix à 69-25 kV - Remplacement des transformateurs et de la section haute tension	9,4	6,0	12,4	(6,5)
17	-25 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	-20,3	(12,9)	(11,2)	(1,7)
18	-25 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,1	(0,1)
19	-25 M\$	Reconstruction lignes L1164 et L1159 (Arthabaska - Bois Francs)	0,0	-	0,1	(0,1)
20	-25 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	-62,5	(37,9)	(6,2)	(29,7)
21	-25 M\$	Réserve pour raccordement de clients du Distributeur	N/D	(50,0)	(50,0)	-
22	-25 M\$	Autres projets < 5 M\$	-8,0	(5,1)	(4,8)	(0,3)
		Total	-38,0	(72,3)	106,9	(179,2)
Plus 10% 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.

1 La variation de 179,2 M\$ entre le montant estimé au dossier R-4058-2018 et le réel
2 s'explique principalement comme suit :

- 3 • l'intégration en 2019 d'un projet dont la mise en service était prévue en 2020 (projet
4 au poste de Ste-Croix); l'intégration de ce projet a diminué l'écart favorable entre les
5 montants maximaux d'allocation et les coûts des projets de 6,5 M\$;
- 6 • la suspension de projets ou le report de la mise en service de cinq projets (le projet
7 témoin de transformateurs mobiles de 120-69-25 kV, le projet de ligne biterne à 120
8 kV Boulevard-Labelle - Judith-Jasmin, deux projets de raccordement de clients du
9 Distributeur et un projet de moins de 5 M\$); ces suspensions et reports ont diminué
10 l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des projets de
11 31,3 M\$;
- 12 • une augmentation de 42,8 MW des charges associées aux projets mis en service a
13 augmenté l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des
14 projets de 27,2 M\$;
- 15 • une augmentation des coûts des projets mis en service, essentiellement liée au
16 report de 2018 de mises en service partielles de trois projets majeurs (nouveau

- 1 poste Judith-Jasmin à 735-120-25 kV - volet section stratégique et lignes;
2 renforcement réseau régional de Sherbrooke - volet travaux au poste source;
3 nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur), ainsi qu'à une
4 réévaluation du coût du projet nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-
5 Sauveur ayant fait l'objet d'un suivi à la Régie le 31 mai 2019 et une augmentation
6 du contenu du projet d'ajout du 4e transformateur au poste de Saraguay à 315-25
7 kV, a diminué l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts
8 des projets de 163,1 M\$;
- 9 • des crédits ou coûts résiduels de projets mis en service antérieurement à 2019 ont
10 diminué l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des
11 projets de 5,5 M\$.