

Résultats réglementaires réels pour l'année 2021

Table des matières

1	Comparaison des résultats réglementaires réels et des revenus requis autorisés	6
1.1	Résultats réglementaires du Transporteur	6
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	8
2	Application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »).....	9
3	Récupération des coûts de conformité aux normes de fiabilité applicables aux activités déléguées par HQP à HQT (Fonction GOP).....	11
4	Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet (ÉTC).....	13
5	Évolution de la base de tarification	14
5.1	Évolution de la base de tarification réelle.....	14
5.2	Comparaison avec la base de tarification autorisée	15
5.3	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement	16
5.4	Retraits d'actifs	20
6	Rendement sur la base de tarification.....	20
6.1	Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2021.....	20
6.2	Coût moyen réel 2021 de la dette	21
6.2.1	Description de la dette.....	22
6.3	Taux de rendement réel 2021 des capitaux propres	24
Annexe 1	Résultats réglementaires réels 2021 (M\$).....	25
Annexe 2	Évolution de la base de tarification 2021	26
2.1	Évolution des composantes de la base de tarification.....	26
2.2	Contributions avec le Distributeur	26
2.3	Fonds de roulement.....	27
2.4	Base de tarification 2021	29
Annexe 3	Contribution requise du Distributeur par projet : réelle 2021 et autorisée par les décisions D-2022-053 et D-2022-063	31

Liste des tableaux

Tableau 1	Comparaison détaillée des résultats réglementaires réels aux revenus requis 2021 (M\$)	6
Tableau 2	Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$).....	8
Tableau 3	Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite.....	8
Tableau 4	Évolution des coûts de maintenance	9
Tableau 5	Écart de rendement 2021 à partager	10
Tableau 6	Compte d'écarts - rendement à remettre à la clientèle (M\$).....	11
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 2021 (M\$).....	12

Tableau 8	Points BDD par place d'affaires – 2021	12
Tableau 9	Coût complet réel 2021 (M\$)	13
Tableau 10	Évolution des ÉTC 2017 - 2021	13
Tableau 11	Évolution de la base de tarification en 2021 (M\$)	14
Tableau 12	Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2021 à celui autorisé selon la décision D-2022-063 (M\$)	15
Tableau 13	Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2022-063 (M\$)	16
Tableau 14	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$).....	17
Tableau 15	Comparaison des mises en service réelles de l'année 2021 à celles autorisées selon la décision D-2022-063 (M\$).....	19
Tableau 16	Retraits d'actifs 2021 (M\$).....	20
Tableau 17	Coût moyen pondéré du capital 2021 (M\$)	20
Tableau 18	Taux de rendement réel 2021	21
Tableau 19	Coût moyen 2021 de la dette (M\$)	21
Tableau 20	Dette arrivant à échéance en 2022 et 2023	23
Tableau 21	Capitaux propres présumés	24
Tableau 22	Taux de rendement réel des capitaux propres.....	24

Liste des figures

Figure 1	Répartition de la dette par année d'échéance	22
----------	--	----

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 2021 et les revenus requis autorisés selon la décision D-2022-063.

Tableau 1
Comparaison détaillée des résultats réglementaires réels
aux revenus requis 2021 (M\$)

	D-2022-063	Réel	Réel vs D-2022-063
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
1 COÛTS COUVERTS PAR LA FORMULE D'INDEXATION ET FACTEUR DE CROISSANCE DES ACTIVITÉS	938,9	994,2	55,3
2 FACTEURS Y	2 343,3	2 288,0	(55,3)
3 Rendement sur la base de tarification	1 392,6	1 383,4	(9,2)
4 Coût des capitaux empruntés	846,2	851,2	5,0
5 Coût des capitaux propres après partage	546,4	532,2	(14,2)
6 Coût des capitaux propres avant partage (note 1)	546,4	532,2	(14,2)
7 Partage de l'écart de rendement (note 2)	-	-	-
8 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	22 212,2	22 161,7	(50,5)
9 Coût moyen pondéré du capital	6,269%	6,242%	-0,027%
10 Coût de la dette	5,442%	5,487%	0,045%
11 Taux de rendement sur les capitaux propres après partage	8,200%	8,005%	-0,195%
12 Taux de rendement sur les capitaux propres avant partage	8,200%	8,005%	-0,195%
13 Partage de l'écart de rendement			
14 Amortissement	1 104,9	1 058,8	(46,1)
15 Immobilisations corporelles en exploitation	1 028,7	1 007,9	(20,8)
16 Actifs incorporels	27,6	26,7	(0,9)
17 Actifs réglementaires	4,1	3,9	(0,2)
18 Retraits d'actifs	54,3	30,3	(24,0)
19 Radiation de projets	10,0	9,9	(0,1)
20 Frais reportés	(19,8)	(19,9)	(0,1)
21 Coût de retraite	(130,6)	(141,0)	(10,4)
22 Masse salariale	114,0	112,1	(1,9)
23 Charges de services partagés	50,6	55,4	4,8
24 Coûts capitalisés	(21,3)	(25,0)	(3,7)
25 Autres composantes des avantages sociaux futurs	(279,4)	(289,6)	(10,2)
26 Frais corporatifs	5,5	6,1	0,6
27 CÉR lié aux Facteurs Y	(23,6)	(13,2)	10,4
28 Coût de retraite	(23,6)	(13,2)	10,4
32 CÉR - PRÉ-MRI	25,2	25,2	-
33 Disjoncteurs PK	25,2	25,2	-
34 CÉR- RENDEMENT À REMETTRE À LA CLIENTÈLE	-	-	-
35 REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 307,4	3 307,4	-

¹ Pour les fins d'établissement du rendement à partager, le coût des capitaux propres autorisés est révisé à 545,2 M\$ selon la base de tarification réelle (22 161,7 M\$ X 30% X 8,20%). Ainsi, l'écart de rendement est de -13,0 M\$, tel que présenté au tableau 5 de la section 2, correspondant à l'écart entre le coût des capitaux propres de l'année historique de 532,2 M\$ et le coût des capitaux propres autorisés révisés de 545,2 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.

1.2 Explication des principaux écarts

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

4 Un écart défavorable de 55,3 M\$ est constaté au niveau des coûts couverts par la formule
5 d'indexation et facteur de croissance des activités. Afin de faire face à son obligation
6 d'assurer l'exploitation du réseau de transport de façon fiable et sécuritaire, le Transporteur
7 n'a pas été en mesure de respecter l'ensemble des réductions demandées par la Régie
8 dans sa décision D-2019-058. De plus, certains éléments dont les besoins liés à la maîtrise
9 de la végétation des emprises et les besoins liés aux technologies de l'information et aux
10 communications, dans un contexte de virage numérique et de renforcement de la
11 cybersécurité, occasionnent une augmentation des coûts du Transporteur. Enfin, le
12 vieillissement du parc de véhicules engendre également une augmentation des coûts
13 d'entretien.

1.2.2 Coût des capitaux empruntés

14 L'écart défavorable de 5,0 M\$ constaté à ce titre pour l'année 2021 s'explique par un écart
15 défavorable lié au taux de la dette de 7,0 M\$ et un écart favorable lié au volume de la base
16 de tarification de 2,0 M\$.

1.2.3 Amortissement

17 Un écart favorable de 46,1 M\$ est constaté au niveau de l'amortissement pour
18 l'année 2021. L'écart s'explique principalement par les répercussions de la pandémie de
19 COVID-19 sur les activités de construction entraînant un glissement des mises en service
20 de projets et conséquemment des retraits d'actifs.

1.2.4 Coût de retraite

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

¹ D-2019-060, [par. 341](#).

² D-2019-060, [par. 218](#).

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

	Réel	D-2022-063
Coût des services rendus	704	704
Autres composantes du coût de retraite	(825)	(825)
• Intérêts sur l'obligation	681	681
• Rendement prévu des actifs	(1 852)	(1 852)
• Amortissement de la perte actuarielle nette	346	346
Total¹	(121)	(121)

¹ Excluant l'amortissement du coût des services passés

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

	Réel	D-2022-063
Taux d'actualisation du coût des services rendus	2,72%	2,72%
Taux d'actualisation des intérêts sur l'obligation	2,14%	2,14%
Taux de rendement prévu des actifs	6,50%	6,50%
Taux de croissance des salaires	3,35%	3,35%
Durée résiduelle moyenne d'activité du personnel actif (années)	13	13

1 Le coût de retraite réel pour 2021 est le même que celui autorisé, puisque compte tenu du
 2 report du dépôt à l'été 2021 de la demande tarifaire, le coût de retraite réel était disponible
 3 lors de la préparation de la demande de modification des tarifs et conditions des services de
 4 transport pour les années 2021 et 2022.

1.3 État d'avancement des coûts de maintenance

5 Le tableau suivant présente l'information de gestion liée aux coûts de maintenance. Dans un
 6 souci d'amélioration continue et d'uniformisation de la présentation des résultats du coût de
 7 maintenance au sein de l'entreprise, le Transporteur a revu le périmètre des coûts de
 8 maintenance. Le Transporteur ajoute aux autres charges directes non liées aux heures, les
 9 coûts de services externes liés aux activités de déneigement et de conciergerie de ses
 10 installations de transport. Ces coûts sont requis pour accéder à ses installations et en faire
 11 la maintenance.

Tableau 4
Évolution des coûts de maintenance

Composantes (M\$)	Réel 2021
1 Contribution directe de main d'œuvre¹	258
2 Autres charges directes	138
3 Autres charges directes liées aux heures	85
4 <i>Dépenses de personnel</i>	5
5 <i>Services externes</i>	21
6 <i>Stock, achat de biens, ressources financières, locations de biens et autres</i>	59
7 Autres charges directes non liées aux heures	53
8 <i>Services externes (maîtrise de la végétation)</i>	38
9 <i>Services externes (déneigement et conciergerie)</i>	15
10 Facturation interne	42
11 Imputations spécifiques	19
12 Total des coûts de maintenance	457
13 Heures de maintenance	1 748 253
14 Taux horaire moyen (\$/heure)	
15 Contribution directe de main d'oeuvre ¹	149
16 Autres charges directes liées aux heures	59

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 %

- 1 Le tableau suivant présente le calcul de l'écart de rendement 2021 à partager tenant compte
 2 de la liaison aux indicateurs de performance et ce, conformément à la décision
 3 D-2019-060³.

Tableau 5
Écart de rendement 2021 à partager

1	Taux de rendement des capitaux propres		
2	Réel ¹		8,005%
3	Autorisé ²		8,200%
4	Écart de taux de rendement		-0,195% (a)
5	Base de tarification réelle ¹		22 161,702
6	X Portion Avoir propre de la structure du capital ²		30%
7	Avoir propre présumé relatif aux activités réglementées¹ (M\$)		6 648,511 (b)
8	Écart de rendement (M\$) (a) x (b)		(12,979) (c)
9	Rendement à remettre à la clientèle - Avant liaison des indicateurs de performance³ (M\$) (lignes 10+11+12)		0,000 (d)
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	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	si (c) < 0 = 0 sinon (c) - (d)	0,000 (f)
15	Note globale d'atteinte des indicateurs de qualité de service ⁵		99,17% (g)
16	Portion conservée par le Transporteur		
17	(g) ≥ 90 % :	(f) x 100%	0,000
18	(g) ≥ 60 %, < 90% :	(f) x (g)	N/A
19	(g) < 60 % :	(f) x 0%	N/A
20	Bénéfice net réglementé - avant partage		532,199
21	Rendement à remettre à la clientèle (d) + (e)		0,000
22	Bénéfice net réglementé - après partage¹ (M\$)		532,199

¹ Voir section 6.3

² D-2022-053, par. 83

³ D-2014-034, par. 359 et 370.

⁴ D-2019-060, par.454.

⁵ HQT-4, Document 1, section 1.2.

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

³ D-2019-060, [par. 454](#).

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

	2020	Solde du compte
Hors base de tarification		
1 Solde au 31 décembre 2020	6,3	6,3
2 Opérations en 2021		
3 Écart de l'année		-
4 Intérêts	0,1	0,1
5 Versé aux revenus requis 2021		-
6 Solde au 31 décembre 2021	6,4	6,4

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 2021 (M\$)

	Composantes	Réel
1	Services de Téléconduite	(16,7)
2	Bureau de conformité	(0,6)
3	Exploitation des installations	(1,9)
4	Formation PNE	(0,6)
5	Total	(19,8)

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 2021.

Tableau 8
Points BDD par place d'affaires – 2021

	Place d'affaires	Nombre de points BDD (1)	% des points BDD	
			Producteur (2)	Transporteur (3)
1	Total	425 165	20,0%	80,0%
2	Baie Comeau	45 061	5,1%	5,5%
3	Chicoutimi	33 458	2,4%	5,5%
4	St-Jérôme	62 584	1,8%	12,9%
5	Montréal	115 700	2,1%	25,1%
6	Québec	58 120	0,2%	13,5%
7	Rouyn	47 412	3,9%	7,2%
8	Trois - Rivières	62 830	4,6%	10,2%

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 2021 (M\$)

Composantes de coûts	Téléconduite (1)	Bureau de conformité (2)	Exploitation des installations (3)	Formation PNE (4)
1 Charges d'exploitation	12,8	0,6	1,7	0,6
2 Charges de services partagés	3,5		0,2	
3 Amortissement	0,2		0,1	
4 Taxes foncières				
5 Taxe sur les services publics				
6 Coût du capital ¹	0,1			
7 Total	16,6	0,6	2,0	0,6

¹ Selon la structure du capital approuvée par la Régie (D-2022-053, par. 83), le coût de la dette réelle de 5,487% (voir section 6.2) et du taux de rendement sur les capitaux propres autorisé à 8,20 % (D-2022-053, par. 83).

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 et temporaires, affectés aux activités réglementées de transport d'électricité depuis 2017.

Tableau 10
Évolution des ÉTC 2017 - 2021

Catégorie	2017	2018	2019	2020	2021
Permanent	2 711	2 857	2 852	2 883	2 872
Temporaire	417	463	471	317	400
ÉTC total	3 128	3 320	3 323	3 200	3 272

- 3 La hausse de 72 ÉTC en 2021 par rapport à 2020 est attribuable à la nécessité pour le
- 4 Transporteur de rééquilibrer sa force de travail aux fins de la réalisation des travaux de
- 5 maintenance planifiés et du support technique qui en découle, de façon à maintenir la
- 6 fiabilité du réseau de transport en raison du contexte de la pandémie qui l'a affectée à la
- 7 baisse en 2020.

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 2021.

Tableau 11
Évolution de la base de tarification en 2021 (M\$)

	31 déc. 2020 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2021 (6) = (1) à (5)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 240,4	1 116,2	(1 007,9)	(18,3)	Note 1 3,8	22 334,2
2 Actifs incorporels	541,5	29,9	(26,7)	(3,4)	Note 2 2,1	543,5
3 Autres actifs	(545,5)	(1 109,7)	16,0	-	0,0	(1 639,2)
4 Actifs réglementaires	16,2	1,8	(3,9)	-	-	14,0
5 Contributions internes et autres	(561,6)	(1 111,5)	19,9	-	0,0	(1 653,2)
6 Fonds de roulement	273,6	-	-	-	25,9	299,5
7 Encaisse réglementaire	68,9	-	-	-	(2,5)	66,4
8 Matériaux, combustible et fournitures	162,9	-	-	-	Note 3 35,6	198,5
9 Actifs stratégiques	41,8	-	-	-	(7,2)	34,6
10 Total	22 510,1	36,4	(1 018,6)	(21,7)	31,8	21 538,0

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 6,8M\$, reclassement vers les immobilisations incorporelles 2,1 M\$

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

Note 3: Lié aux reports de projets et pour le comblement de stocks de sécurité

- 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

Tableau 12
Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2021
à celui autorisé selon la décision D-2022-063 (M\$)

	D-2022-063 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 526,6	22 334,2	(192,4)	(a)
2 Actifs incorporels	545,3	543,5	(1,8)	(b)
3 Autres actifs	(1 656,3)	(1 639,2)	17,2	
4 Actifs réglementaires	14,3	14,0	(0,3)	
5 Contributions internes et autres	(1 670,7)	(1 653,2)	17,5	(c)
6 Fonds de roulement	299,7	299,5	(0,2)	
7 Encaisse réglementaire	63,2	66,4	3,1	
8 Matériaux, combustible et fournitures	198,0	198,5	0,5	
9 Actifs stratégiques	38,5	34,6	(3,9)	
10 Réduction globale 13 soldes	(100,0)	0,0	100,0	
11 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	21 615,3	21 538,0	(77,3)	

12 Principaux écarts

13 (a) Immobilisations corporelles en exploitation

14 Mises en service non réalisées pour des projets avec autorisation spécifique de la Régie	(103,8)
15 Mises en service non réalisées pour des projets sans autorisation spécifique de la Régie	(148,4)
16 Amortissement	20,8
17 Retraits d'actifs	36,0
18 Reclassement aux actifs incorporels	(2,1)

19 (b) Actifs incorporels

20 Mises en service non réalisées	(1,5)
21 Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation	2,1

22 (c) Contributions internes et autres

23 Mises en service	17,4
24 Amortissement	0,1

- 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 2021⁶.

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

Tableau 13
Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2022-063 (M\$)

	D-2022-063 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 116,6	21 966,0	(150,6)	
2 Postes	12 169,5	12 090,1	(79,4)	(a)
3 Lignes	8 201,5	8 174,1	(27,5)	(b)
4 Autres actifs de réseau	637,5	622,2	(15,3)	
5 Actifs de soutien	398,0	385,7	(12,3)	
6 Télécommunications	710,1	693,9	(16,1)	
7 Actifs incorporels	539,3	542,8	3,6	
8 Servitudes	456,2	457,9	1,7	
9 Logiciels	77,0	79,1	2,1	
10 Autres	6,1	5,8	(0,3)	
11 Autres actifs	(620,7)	(621,6)	(0,8)	
12 Actifs réglementaires	14,9	15,1	0,2	
13 Contributions internes et autres	(635,6)	(636,7)	(1,1)	
14 Fonds de roulement	277,1	274,4	(2,7)	
15 Encaisse réglementaire	63,7	66,6	2,9	
16 Matériaux, combustible et fournitures	178,1	174,9	(3,2)	
17 Actifs stratégiques	35,3	32,9	(2,4)	
18 Réduction globale 13 soldes	(100,0)	0,0	100,0	
19 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 212,2	22 161,7	(50,5)	

	Écarts (M\$) (1)	Explications (2)
Principaux écarts		
20 (a) Postes	(91,7)	
21 Projets autres – sans autorisation spécifique Régie	(91,7)	Principalement causé par les répercussions de la pandémie de COVID-19 sur les activités de construction entraînant un glissement des mises en service de projets.
22 (b) Lignes	(14,5)	
23 Ligne Micoua - Saguenay	(6,6)	Report des mises en service prévues en septembre et novembre 2021 à décembre 2021.
24 Ligne à 735 kV Chamouchouane - Bout-de-l'Île	(5,2)	Des autorisations sont en attente de traitement ce qui a occasionné le report de certains travaux à 2022.
25 Projets autres – sans autorisation spécifique Régie	(2,7)	Principalement causé par les répercussions de la pandémie de COVID-19 sur les activités de construction entraînant un glissement des mises en service de projets.

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 2021.

Tableau 14
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)		2021	Cumulé
	(1)	(2)	(3)	Projeté D-2022-063 (4)	Réel (5)	(6)	
						(Note 3)	(7)
Mises en service projets - autorisation spécifique Régie						(824,8)	
1 Intégration parcs éoliens - Appel d'offres 2009-02 (3e) (Note 4)	282,1	281,7	D-2014-045			8,6	214,8
2 Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2	48,8	55,3	D-2016-161	Mars-Sept-Déc	Avril	11,2	26,4
3 Poste Aqueduc	35,3	35,3	D-2017-001		Sept	7,3	34,8
4 Poste Duvernay (Note 5)	135,0	73,8	D-2018-043		Nov	12,5	43,2
5 Poste Chaudière	58,6	47,4	D-2018-051		Sept	9,8	57,5
6 Poste La Prairie (Note 6)	45,1	57,3	D-2018-059	Résiduelle	Mars	8,2	41,2
7 Poste Montagnais - Remplacement inductances shunt à 735 kV (Note 7)	59,1	43,6	D-2018-092		Sept	16,0	29,1
8 Poste Chénier - Remplacement équipements (Note 8)	51,8	39,4	D-2019-007		Sept-Déc	19,7	23,7
9 Poste Chamouchouane - Remplacement compensateur statique	46,8	46,8	D-2019-071		Oct	41,6	41,6
10 Ligne Micoua - Saguenay	1000,8	792,7	D-2019-087		Sept-Nov	72,7	72,7
11 Poste Nemiscau - Réhabilitation centre communautaire (Note 9)	143,0	95,1	D-2020-033		Nov	25,2	25,2
12 Remplacement automatisme RPTC	257,0	257,0	D-2021-119		Nov	12,4	12,4
13 Aggrégation charges - ressources annuelle (Note 10)	(1134,1)	(1134,1)	D-2022-063			(1113,0)	
14 Autres mises en service						43,1	
Mises en service projets - autres						861,3	
16 Modernisation du réseau de télécommunications liée à la transformation numérique	52,9				Nov	12,4	12,4
17 Ligne La Vérendrye - Parent	46,4			Note 1	Nov-Déc	13,8	13,8
18 Poste Saint-Polycarpe	30,4				Oct	31,7	31,7
19 Postes Chissibi - Albanel - Le Moynes - Tilly - Remplacement protections lignes	28,0				Oct	10,0	10,0
20 Modernisation - Gestion de l'équilibre offre et demande d'énergie (GÉODE) (Note 11)	27,9				Jan	5,1	25,9
21 Poste Acton	24,9				Oct	12,6	12,6
22 Poste La Vérendrye et Abitibi - Remplacement protections lignes	24,8				Nov	7,7	7,7
23 Ligne Beaumont - Fleury	24,8				Déc	24,5	24,5
24 Poste Outardes-3 - Remplacement câbles	24,4				Nov	6,6	22,4
25 Postes Radisson et Nemiscau - Remplacement protection lignes	23,4				Mai-Sept	25,5	25,5
26 Poste Varennes - Ajout transformateur	22,1			Note 1	Déc	6,7	19,1
27 Poste Sainte-Anne-de-Beaupré - Remplacement disjoncteurs	21,9				Juil	17,4	17,4
28 Poste Anne-Hébert - Ajout transformateur	21,4				Nov	5,6	19,9
29 Poste Chibougamou - Remplacement équipements	20,4				Déc	8,0	8,9
30 Postes Montagnais et Arnaud - Remplacement protections lignes	20,2				Oct	6,9	6,9
31 Ligne Dorchester - Adélar-Godbout	19,8				Juil	17,8	17,8
32 Câbles en fibre optique Matagami-Radisson	19,6				Avril	7,1	20,3
33 Postes Donnacona et Waterloo - Ajout unité transformation mobile	18,9				Sept	5,4	5,4
34 Poste Cadillac - Remplacement disjoncteurs	18,0				Sept	12,0	12,5
35 Gestion des équipements - Intégration des systèmes et inventaires (Note 11)	17,8				Mai	6,3	6,3
36 Poste Beauceville - Remplacement équipements	15,8				Oct	13,1	13,1
37 Réseau Chaudière - Conversion lignes à 120 kV	14,9				Déc	12,8	12,8
38 Poste Bécancour	14,7				Oct	12,9	12,9
39 Poste Lucerne	14,7				Nov	9,9	9,9
40 Poste Manicouagan - Remplacement inductances	14,7				Août	9,8	14,7
41 Poste Baie d'Urfé - Ajout transformateur	13,9				Avril	6,9	13,0
42 Poste Saint-Blaise	13,8				Oct	11,8	11,8
43 Poste Radisson - Remplacement disjoncteurs (Note 12)	13,5				Nov	9,7	15,6
44 Poste Laforce-1	12,4				Oct	5,1	5,1
45 Poste Rivière-du-Loup - Remplacement équipements	11,3				Oct	5,5	11,6
46 Mise à niveau sécurité des postes - NERC norme CIP-014-2	11,2				Fév	6,0	6,0
47 Rehaussement pour le REM (Note 13)	10,8				Jan	(10,4)	(0,4)
48 Modernisation du simulateur numérique de grands réseaux en temps réel (Note 11)	9,3				Nov	7,2	9,3
49 Poste Châteauguay - Remplacement conducteurs de mise à la terre	9,0				Juil	7,8	7,8
50 Mise à niveau sécurité des postes - NERC norme CIP-006	8,8				Mars	5,6	7,7
51 Poste Châteauguay - Acquisition transformateur	8,0				Mai	7,0	7,0
52 Accumulateurs 2019	7,9				Juin	6,1	7,5
53 Poste Wyman	7,6				Nov	6,2	6,2
54 Beauharnois - Aqueduc - Alcan - Reconfiguration lignes	7,4				Mars-Juin	5,6	5,6
55 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 215-372)	7,4				Juil	7,1	7,1
56 Poste Normandin	7,3				Oct	6,3	6,3
57 Poste Montagnais - Remplacement disjoncteurs	7,2				Juil	5,8	5,8
58 Poste Chamouchouane - Remplacement disjoncteurs et transformateurs	7,2			Note 1	Déc	5,4	5,4
59 Ligne Judith-Jasmin - Sainte-Anne-des-Plaines - Raccordement client	7,0				Oct	6,3	6,3
60 Poste Nemiscau - Remplacement inductances	6,9				Avril	6,6	6,6
61 Poste Carillon	6,9				Oct	5,5	5,5
62 Postes Basques - Bersimis-2 - Remplacement protections lignes	6,8				Juin	6,1	6,1
63 Poste Micmac - Remplacement disjoncteurs	6,5				Nov	6,8	6,8
64 Poste Rigaud	6,3				Nov	6,3	6,6
65 Poste Bourget	6,1				Avril	6,1	6,1
66 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 375-474)	5,9				Juil	6,1	6,1
67 Poste de Lambton - Remplacement de disjoncteurs	5,2			Note 1	Déc	5,1	5,1
68 Autres mises en service						400,4	
69 Total						36,4	

Note 1 : Aucune mise en service planifiée dans l'année de base 2021.

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 2021 comprennent 29,9 M\$ d'actifs incorporés; 1,5 M\$ de contributions internes; et 1,8 M\$ d'actifs réglementaires.

Note 4 : Le projet inclut un montant de 600 k\$ en contribution interne.

Note 5 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 61,3 M\$ majoritairement dû à la hausse du coût des travaux dans la région métropolitaine et le manque de disponibilité des entrepreneurs.

Note 6 : 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.

Note 7 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 15,6 M\$ étant donné la complexité de sa réalisation et des impacts liés à la COVID-19.

Note 8 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 12,4 M\$ étant donné la complexité de sa réalisation et des impacts liés à la COVID-19.

Note 9 : Les coûts du projet ont été révisés à la hausse de 47,9 M\$ en avril 2022 étant donné la hausse de l'inflation, les coûts supplémentaires liés à la décontamination des lieux et de la complexité de sa réalisation.

Note 10 : Le montant de MES 2021 est constitué exclusivement de contributions internes et autres.

Note 11 : Le montant de MES 2021 est constitué exclusivement d'actifs incorporés.

Note 12 : Révision de recommandation en cours

Note 13 : Le montant de MES 2021 est constitué d'une contribution externe à recevoir de 10,4 M\$.

- 1 Par ailleurs, le Transporteur présente, au tableau suivant, les explications relatives aux
- 2 écarts entre les mises en service réelles de l'année 2021 et celles autorisées selon la
- 3 décision D-2022-063.

Tableau 15
Comparaison des mises en service réelles de l'année 2021 à celles autorisées selon la décision D-2022-063 (M\$)

Projets du Transporteur	Décision (1)	D-2022-063 (2)	Réel (3)	Écarts (4)	Explications (5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		(742,4)	(824,8)	(82,4)	
2 Poste Nemiscau - Réhabilitation centre communautaire	D-2020-033	45,0	25,2	(19,8)	Report de la mise en service de 2021 à 2022 causé par des délais importants dans le processus d'appel d'offres pour le centre communautaire.
3 Remplacement des liaisons hertziennes analogiques - Phase 2	D-2016-161	26,2	11,2	(15,0)	Report de la mise en service principalement lié à la pénurie de main d'œuvre et des mesures liées à la crise sanitaire.
4 Remplacement automatisme RPTC	D-2021-119	26,5	12,4	(14,1)	Report de mise en service dû à un retard dans l'homologation du volet RP (Rejet de production) occasionné d'une part, par un développement et des essais plus complexes que prévus et, d'autre part, par un manque de ressources.
5 Autres - Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		(840,1)	(873,6)	(33,5)	
6 Mises en service projets - autres		1 015,7	861,3	(154,4)	Principalement causé par le ralentissement global de la cadence des travaux sur les chantiers occasionné par la crise sanitaire.
7 Total		273,2	36,4	(236,8)	

5.4 Retraits d'actifs

- 1 Le tableau suivant présente la comparaison des retraits d'actifs réels de 2021 à ceux
2 autorisés par la Régie selon la décision D-2022-063.

Tableau 16
Retraits d'actifs 2021 (M\$)

	D-2022-063	Réel	Écarts
Retraits de nature courante	44,3	26,7	(17,6) ¹
Autres retraits	10,0	3,6	(6,4) ²
Total	54,3	30,3	(24,0)

¹ L'écart est attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID-19 sur les activités de construction entraînant un glissement de certaines mises en service prévues de projets et conséquemment des retraits d'actifs.

² L'écart s'explique par les retraits des travaux de mise en conformité et de corroboration des actifs du Transporteur.

6 Rendement sur la base de tarification

6.1 Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2021

- 3 Le calcul du coût moyen pondéré du capital réalisé pour l'année 2021 est présenté au
4 tableau suivant. Le coût reconnu par la Régie dans sa décision D-2022-053 est
5 de 6,269 %⁷.

Tableau 17
Coût moyen pondéré du capital 2021 (M\$)

	2021		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2022-053 (1)	Réalisé (2)	
1 Taux pondéré de la dette	3,809%	3,841%	0,032%
2 Coût moyen de la dette	5,442%	5,487%	0,045%
3 Structure de capital autorisée	70%	70%	
4 Taux pondéré des capitaux propres	2,460%	2,401%	-0,059%
5 Taux de rendement des capitaux propres	8,200%	8,005%	-0,195%
6 Structure de capital autorisée	30%	30%	
7 Coût moyen pondéré du capital	6,269%	6,242%	-0,027%

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

⁷ D-2022-053, [par. 85](#).

Tableau 18
Taux de rendement réel 2021

Résultat net réglementé pour les fins tarifaires ⁸	532,2 M\$
Frais financiers ⁹	+ 851,2 M\$
Résultat net réglementé avant frais financiers	1 383,4 M\$
Base de tarification (moyenne 13 soldes) ¹⁰	22 161,7 M\$
Taux de rendement réel sur la base de tarification	6,242 %

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

6.2 Coût moyen réel 2021 de la dette

2 Le coût moyen réel de la dette pour 2021 est présenté au tableau suivant :

Tableau 19
Coût moyen 2021 de la dette (M\$)

	2021		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2022-053 (1)	Réalisé (2)	
Numérateur - Frais financiers¹	2 510	2 513	3
Intérêts nets sur dette à long terme	2 283	2 286	3
Frais de garantie	227	227	0
Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps¹	46 123	45 797	-326
Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	46 694	46 444	-250
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	121	198	77
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	632	632	0
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	-15	-15	0
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	-168	-168	0
Coût moyen de la dette	5,442%	5,487%	0,045%

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.

3 L'écart de 0,045 % s'explique principalement par un effet de volume et de composition
4 (0,048 %). Essentiellement, le volume d'emprunts réel a été légèrement plus bas que prévu.

⁸ HQT-2, Document 1, tableau 2.

⁹ HQT-2, Document 1, tableau 2.

¹⁰ Tableau A2.4-1.

- 1 Les nouveaux emprunts portant intérêt à des taux inférieurs au coût moyen de la dette, leur
- 2 surestimation au moment d'établir le coût de la dette projeté a eu comme effet de sous-
- 3 évaluer ce dernier.
- 4 Par ailleurs, l'effet des taux d'intérêt crée une baisse de 0,003 %.

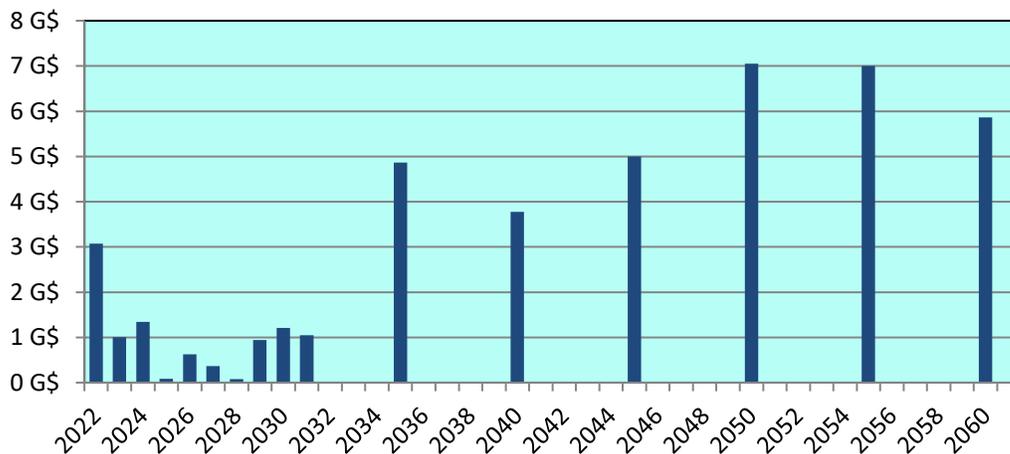
6.2.1 Description de la dette

5 Une proportion de 87 % de la totalité de la dette d'Hydro-Québec a été émise en dollars
 6 canadiens alors que 13 % a été émise en dollars américains, cela en excluant la dette à
 7 perpétuité. L'exposition au dollar américain a cependant été éliminée par des transactions
 8 de couverture de telle sorte que, après couverture, 100 % de la dette était libellée en dollars
 9 canadiens au 31 décembre 2021.

10 À la fin de 2021, 93,6 % des obligations et des billets à moyen terme portaient un taux fixe
 11 alors que 6,4 % portaient un taux variable compte tenu de l'incidence des swaps transigés
 12 aux fins de la gestion des risques à long terme.

13 La dette d'Hydro-Québec a une échéance moyenne de 22 ans. La figure suivante présente
 14 la répartition de la dette par année d'échéance au taux de change historique.

Figure 1
Répartition de la dette par année d'échéance



- 15 Pour chacune des années 2022 et 2023, les échéances totalisent respectivement 3,1 G\$ et
- 16 1,0 G\$ au taux de change historique. Le tableau suivant présente le détail des dettes venant
- 17 à échéance pour ces deux années.

Tableau 20
Dettes arrivant à échéance en 2022 et 2023

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
79	0,306%	02-mars-21	02-mars-22	10 381 000	CAD	10 381 000
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	1 865 281 000	CAD	1 865 281 000 ¹
Total						3 069 267 660

Échéances 2023 (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)
76	Variable	14-avr-20	14-avr-23	1 000 000 000	CAD	1 000 000 000
Total						1 000 000 000

¹ Cette dette a été émise à différentes dates entre le 15 juillet 1992 et le 31 août 1995. Elle a fait l'objet de rachats anticipés au cours de l'année 2021 pour des notionnels totalisant 84,719 M\$. Elle totalisait 1950 M\$ avant rachats

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 2021. 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 afin
 5 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 2021 des capitaux propres

Tableau 21
Capitaux propres présumés

Base de tarification (en k\$) ¹¹	22 161 702
x Portion capitaux propres de la structure du capital	<u>30 %</u>
Capitaux propres présumés (en k\$)	<u>6 648 511</u>

Tableau 22
Taux de rendement réel des capitaux propres

	Avant partage	Après partage
Résultat net pour les fins tarifaires (en k\$) ¹²	532 199	532 199
Capitaux propres présumés (en k\$)	÷ <u>6 648 511</u>	÷ <u>6 648 511</u>
Taux de rendement réel des capitaux propres	<u>8,005%</u>	<u>8,005 %</u>

¹¹ HQT-2, Document 2, tableau A2.4-1.

¹² HQT-2, Document 1, tableau 2.

Annexe 1 Résultats réglementaires réels 2021 (M\$)

	Réel (1)
1 RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	1 383,4
2 Coût des capitaux empruntés	851,2
3 Coût des capitaux propres après partage	532,2
4 Coût des capitaux propres avant partage (note 1)	532,2
5 Partage de l'écart de rendement (note 1)	-
6 Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	22 161,7
7 Coût moyen pondéré du capital	6,242%
8 Coût de la dette	5,487%
9 Taux de rendement sur les capitaux propres après partage	8,005%
10 Taux de rendement sur les capitaux propres avant partage	8,005%
11 Partage de l'écart de rendement	-
12 DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE	1 924,0
13 Charges nettes d'exploitation	1 001,0
14 Charges brutes directes	718,3
15 Masse salariale	540,5
16 Salaires de base	315,9
17 Temps supplémentaire	33,3
18 Primes et revenus divers	28,2
19 Régime de rémunération incitative selon la performance	3,2
20 Autres	25,0
21 Avantages sociaux	163,1
22 Coût de retraite	112,1
23 Autres avantages sociaux	51,0
24 Autres charges directes	177,8
25 Dépenses de personnel et indemnités	9,1
26 Services externes	82,6
27 Stock, achats de biens, ressources financières, locations et autres	86,1
28 Charges de services partagés	506,5
29 Technologies de l'information et des communications	191,7
30 Centre de services partagés	127,9
31 Unités corporatives	100,8
32 Production	24,8
33 Distribution	12,3
34 Équipement	28,6
35 Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)	28,7
36 Coût de retraite non réparti par produits	(8,3)
37 Coûts capitalisés	(183,7)
38 Prestations de travail	(177,8)
39 Gestion de matériel	(5,9)
40 Facturation interne émise	(40,1)
41 Services de téléconduite	(16,7)
42 Bureau de conformité	(0,6)
43 Exploitation des installations	(1,9)
44 Formation PNE	(0,5)
45 Maintenance et services spécialisés	(14,6)
46 Refacturation d'espaces	(5,8)
47 Autres charges	1 165,4
48 Achats de services de transport	22,7
49 Achats d'électricité	15,5
50 Amortissement	1 058,8
51 Immobilisations corporelles en exploitation	1 007,9
52 Actifs incorporels	26,7
53 Actifs réglementaires	3,9
54 Retraits d'actifs	30,3
55 Radiation de projets	9,9
56 Frais reportés	(19,9)
57 Taxes	114,9
58 Taxe sur les services publics	100,1
59 Taxes municipales et scolaires	14,8
60 Autres revenus de facturation interne	(46,5)
61 Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(263,2)
62 Frais corporatifs	39,3
63 Comptes d'écarts et de reports	12,0
64 Coût de retraite	(13,2)
65 Rendement à remettre à la clientèle	-
66 Disjoncteurs PK	25,2
68 Facturation externe	(30,5)
69 REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 307,4

1 Tableau 6 de la section 2.

Annexe 2 Évolution de la base de tarification 2021 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		
	2020 (1)	2021 (2)	Variation (3) = (2) - (1)	2020 (4)	2021 (5)	Variation (6) = (5) - (4)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	22 240,4	22 334,2	93,8	21 849,0	21 966,0	117,0
2 Postes	12 261,1	12 374,0	113,0	11 999,3	12 090,1	90,8
3 Lignes	8 221,2	8 255,4	34,2	8 105,2	8 174,1	68,9
4 Autres actifs de réseau	649,8	616,8	(33,0)	662,0	622,2	(39,8)
5 Actifs de soutien	387,7	407,2	19,5	365,1	385,7	20,6
6 Télécommunications	720,6	680,8	(39,8)	717,3	693,9	(23,4)
7 Actifs incorporels	541,5	543,5	2,0	506,4	542,8	36,4
8 Servitudes	455,1	460,0	4,9	455,1	457,9	2,8
9 Logiciels	80,3	80,2	(0,1)	45,4	79,1	33,7
10 Autres	6,1	3,2	(2,9)	5,9	5,8	(0,1)
11 Autres actifs	(545,5)	(1 639,2)	(1 093,7)	(558,6)	(621,6)	(63,0)
12 Actifs réglementaires	16,2	14,0	(2,1)	16,4	15,1	(1,3)
13 Contributions internes et autres	(561,6)	(1 653,2)	Note 1 (1 091,6)	(575,0)	(636,7)	(61,7)
14 Fonds de roulement	273,6	299,5	25,9	267,0	274,4	7,4
15 Encaisse réglementaire	68,9	66,4	(2,5)	68,6	66,6	(2,0)
16 Matériaux, combustible et fournitures	162,9	198,5	35,6	157,1	174,9	17,8
17 Actifs stratégiques	41,8	34,6	(7,2)	41,3	32,9	(8,4)
18 Total	22 510,1	21 538,0	(972,1)	22 063,9	22 161,7	97,8
			-4,3%			0,4%

Note 1: La variation est principalement due à la comptabilisation du solde cumulatif charges - ressources de 1 113 M\$ au 31 décembre 2021.

2.2 Contributions avec le Distributeur
**Tableau A2.2-1
Comparaison des contributions internes réelles 2021 du Distributeur
à celles autorisées selon la décision D-2022-063 (M\$)**

Composantes	D-2022-063 (1)	Réel 2021 (2)	Écarts (3) = (2) - (1)
1 Contributions avec le Distributeur			
2 Village cri Waskaganish	(45,2)	(45,2)	-
4 Agrégation charges-ressources annuelle	(1 475,6)	(1 454,6)	21,1
5 Autres contributions	(14,7)	(20,7)	(6,0)
6 - Travaux sur le réseau et activités de mesurage	17,0	16,9	(0,1)
7 - Autres	(31,7)	(37,6)	(5,9)
8	(1 535,6)	(1 520,5)	15,1

- 1 Le Transporteur présente à l'annexe 3 l'évaluation de la contribution requise du Distributeur
- 2 par projet, pour le réel 2021 et le montant autorisé par la décision D-2022-063.

2.3 Fonds de roulement

1 Encaisse réglementaire

Tableau A2.3-1
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2021 (M\$)

Description des variables	Dépenses réelles	Nbre de jours		Taux	Encaisse (5) = (1) x (4)
	2021	Lead / Lag	Net		
	(1)	(2)	(3)	(4) = ((3) / 365 jrs)	
1 Revenus		36,5			
2 Charges d'exploitation et d'entretien					
3 Salaires net	175,3	-17,07	19,43	5,32%	9,3
4 Remises gouvernementales	152,8	-24,82	11,68	3,20%	4,9
5 Autres dépenses	127,2	-34,23	2,27	0,62%	0,8
6 Taxes					
7 Taxe sur les services publics	100,0	121,67	158,17	43,33%	43,4
8 Taxes foncières	14,8	106,46	142,96	39,17%	5,8
9 Achats de services de transport	22,7	-30,21	6,29	1,72%	0,4
10 Effet de taxes à la consommation					1,8
11 Total de l'encaisse réglementaire					66,4

1 Actifs stratégiques

Tableau A2.3-2
Calcul du fonds de roulement d'actifs stratégiques pour l'année 2021 (M\$)

Catégories	Total au 31 décembre 2021		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 (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	23	56,2	3	5,9	20	50,3	0,2	4	10,1
2 Inductances shunt	5	10,0	0	-	5	10,0	0,9	5	9,0
3 Disjoncteurs	71	16,0	50	11,2	21	4,8	0,7	15	3,4
4 Unités de mesures	593	13,8	414	9,0	179	4,9	0,5	90	2,4
5 Parafoudres	167	1,0	106	0,6	61	0,4	0,6	37	0,3
6 Total	859	97,1	573	26,7	286	70,3		149	25,1
7	Taux de rotation pour couvrir le risque de défaillance (I / F)								35,7%
8	(x) Total - moyenne 13 soldes								92,2
9	FDR - Actifs stratégiques								32,9

2.4 Base de tarification 2021

Tableau A2.4-1
Base de tarification – Année réelle 2021 (M\$)

	1er janvier 2021 Réel	31 janvier 2021 Réel	28 février 2021 Réel	31 mars 2021 Réel	30 avril 2021 Réel	31 mai 2021 Réel	30 juin 2021 Réel	31 juillet 2021 Réel	31 août 2021 Réel	30 septembre 2021 Réel	31 octobre 2021 Réel	30 novembre 2021 Réel	31 décembre 2021 Réel	Total 13 soldes	Moyenne 2021
Immobilisations corporelles en exploitation															
1 Postes	21 625,7	21 622,6	21 621,5	21 633,1	21 629,1	21 631,3	21 658,9	21 685,5	21 721,9	21 742,0	21 813,8	21 905,4	22 246,7	282 537,4	21 733,6
2 Lignes	12 640,4	12 644,1	12 642,8	12 642,1	12 644,2	12 641,5	12 655,5	12 658,7	12 667,1	12 685,3	12 684,8	12 704,5	12 832,8	164 741,8	12 672,4
3 Autres actifs de réseau	1 317,9	1 317,8	1 317,8	1 300,7	1 300,2	1 303,8	1 304,9	1 304,7	1 303,2	1 290,9	1 292,9	1 292,3	1 309,0	16 956,2	1 304,3
4 Actifs de soutien	933,8	933,7	936,1	950,4	956,5	956,0	958,8	961,5	966,9	952,4	951,1	948,3	979,3	12 384,9	952,7
5 Télécommunications	1 721,3	1 721,8	1 722,3	1 724,0	1 732,1	1 733,0	1 733,8	1 740,0	1 740,9	1 741,3	1 746,2	1 751,1	1 765,1	22 573,0	1 736,4
6 Total	38 239,2	38 240,0	38 240,6	38 250,3	38 262,0	38 265,7	38 309,9	38 350,5	38 400,0	38 411,9	38 488,8	38 601,6	39 132,9	499 193,3	38 399,5
7 Variations nettes	446,0	,8	,6	9,7	11,8	3,6	44,2	40,6	49,5	11,9	76,9	112,8	531,3	893,6	
8 Amortissement cumulé															
9 Postes	9 364,6	9 412,5	9 460,3	9 506,8	9 553,3	9 603,2	9 656,7	9 709,7	9 761,8	9 784,3	9 823,3	9 857,0	9 872,7	125 366,4	9 643,6
10 Lignes	4 419,2	4 433,2	4 447,1	4 458,5	4 471,4	4 483,4	4 497,3	4 511,2	4 525,2	4 538,8	4 552,0	4 564,1	4 577,4	58 478,9	4 498,4
11 Autres actifs de réseau	668,1	672,3	676,5	671,7	675,5	680,4	684,6	688,7	692,4	684,2	688,7	692,2	692,2	8 867,5	682,1
12 Actifs de soutien	546,2	548,4	554,5	562,7	566,3	569,3	573,2	577,9	584,0	573,7	572,4	569,9	572,1	7 370,5	567,0
13 Télécommunications	1 000,7	1 007,7	1 014,3	1 021,0	1 028,0	1 035,0	1 042,1	1 050,2	1 056,7	1 063,8	1 070,3	1 077,4	1 084,3	13 551,7	1 042,4
14 Total	15 998,8	16 074,1	16 152,8	16 220,7	16 294,5	16 371,4	16 453,9	16 537,8	16 620,3	16 644,9	16 706,7	16 760,6	16 796,7	219 635,1	16 433,5
15 Valeur nette															
16 Postes	12 261,1	12 210,0	12 161,2	12 126,2	12 075,8	12 028,0	12 002,2	11 975,8	11 960,1	11 957,7	11 990,6	12 048,4	12 374,0	157 171,0	12 090,1
17 Lignes	8 221,2	8 210,8	8 195,7	8 183,6	8 172,8	8 158,1	8 156,2	8 147,6	8 141,9	8 146,5	8 132,8	8 140,3	8 255,4	106 262,8	8 174,1
18 Autres actifs de réseau	649,8	645,5	641,3	629,0	624,7	623,4	620,3	616,0	610,7	606,7	604,2	600,1	616,8	8 088,7	622,2
19 Actifs de soutien	387,7	385,3	381,6	387,7	390,2	388,8	385,6	383,5	382,9	378,7	378,7	378,5	407,2	5 014,4	385,7
20 Télécommunications	720,6	714,2	706,0	703,0	704,1	697,9	691,7	689,8	684,2	677,5	675,9	673,7	660,8	9 021,3	693,9
21 Total	22 240,4	22 165,9	22 087,8	22 029,5	21 967,5	21 894,3	21 856,0	21 812,7	21 779,7	21 767,0	21 782,1	21 841,0	22 334,2	285 558,2	21 966,0
22 Actifs incorporels (Détail page suivante)															
23 Valeur d'acquisition	1 068,8	1 064,2	1 064,3	1 064,7	1 066,3	1 068,3	1 078,2	1 080,0	1 080,2	1 080,7	1 081,4	1 078,3	1 087,4	13 952,9	1 073,3
24 Amortissement cumulé	517,3	519,4	521,6	523,8	526,0	528,1	530,3	532,5	534,8	537,1	539,4	541,7	543,9	6 896,0	530,5
25 Valeur nette	541,5	544,8	542,7	540,9	540,3	540,2	548,0	547,5	545,4	543,6	542,0	536,6	543,5	7 056,9	542,8
26 Autres actifs															
27 Actifs réglementaires	16,2	15,9	15,8	15,8	15,6	15,4	15,2	15,0	14,8	14,7	14,4	14,2	14,0	196,9	15,1
28 Contributions internes et autres	(561,6)	(559,8)	(558,2)	(556,5)	(554,3)	(552,6)	(552,6)	(549,1)	(547,4)	(545,8)	(544,2)	(541,8)	(1 653,2)	(8 277,2)	(636,7)
30 Total	(545,5)	(543,9)	(542,4)	(540,8)	(538,7)	(537,2)	(537,4)	(534,1)	(532,6)	(531,1)	(529,7)	(527,6)	(1 639,2)	(8 080,3)	(621,6)
31 Fonds de roulement															
32 Encaisse réglementaire	68,9	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	865,6	66,6
33 Matériaux combustible et fournitures	162,9	163,6	167,5	173,3	168,7	167,7	172,6	177,5	178,8	181,3	177,8	183,6	198,5	2 273,7	174,9
34 Actifs stratégiques	38,7	37,3	35,4	33,6	30,7	30,1	30,4	30,2	30,9	30,8	31,5	33,5	34,6	428,0	32,9
35 Total	270,5	267,3	269,3	273,3	265,8	264,3	269,4	274,1	276,1	278,5	275,7	283,5	299,5	3 567,3	274,4
36 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 506,9	22 434,1	22 357,4	22 302,9	22 234,9	22 161,5	22 136,0	22 100,2	22 068,7	22 058,0	22 070,1	22 133,5	21 538,0	288 102,1	22 161,7

Tableau A2.4-1 (Suite)
Base de tarification – Année réelle 2021 (M\$)
(Détail des actifs incorporels)

ACTIFS INCORPORELS	1er janvier 2021 Réel	31 janvier 2021 Réel	28 février 2021 Réel	31 mars 2021 Réel	30 avril 2018 Réel	31 mai 2021 Réel	30 juin 2021 Réel	31 juillet 2021 Réel	31 août 2021 Réel	30 septembre 2021 Réel	31 octobre 2021 Réel	30 novembre 2021 Réel	31 décembre 2021 Réel	Total 13 soldes	Moyenne 2021
Coût d'origine															
1 Servitudes	541,2	541,7	541,7	542,1	543,4	544,8	545,7	545,7	546,0	546,5	547,1	547,2	547,4	7 080,4	544,6
2 Logiciels	511,4	516,5	516,5	516,5	516,8	517,3	526,0	527,7	527,7	527,7	527,7	527,8	536,9	6 796,8	522,8
3 Autres	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	3,2	3,2	75,6	5,8
4 Total	1 058,8	1 064,2	1 064,3	1 064,7	1 066,3	1 068,3	1 078,2	1 080,0	1 080,2	1 080,7	1 081,4	1 078,3	1 087,4	13 952,9	1 073,3
5 Variations nettes	21,4	5,5	0,0	0,4	1,6	1,9	10,0	1,7	0,3	0,5	0,7	(3,2)	9,2	28,7	
6 Amortissement cumulé															
7 Servitudes	86,1	86,2	86,3	86,4	86,5	86,6	86,7	86,8	87,0	87,1	87,2	87,2	87,3	1 127,5	86,7
8 Logiciels	431,2	433,2	435,3	437,4	439,5	441,5	443,5	445,6	447,8	450,0	452,2	454,5	456,6	5 768,5	443,7
9 Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Total	517,3	519,4	521,6	523,8	526,0	528,1	530,3	532,5	534,8	537,1	539,4	541,7	543,9	6 896,0	530,5
11 Valeur nette															
12 Servitudes	455,1	455,5	455,4	455,7	456,9	458,2	458,9	458,9	459,0	459,4	460,0	460,0	460,0	5 953,0	457,9
13 Logiciels	80,3	83,3	81,2	79,1	77,4	75,9	82,5	82,1	79,9	77,7	75,5	73,4	80,2	1 028,4	79,1
14 Autres	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	3,2	3,2	75,6	5,8
15 Total	541,5	544,8	542,7	540,9	540,3	540,2	548,0	547,5	545,4	543,6	542,0	536,6	543,5	7 056,9	542,8

Annexe 3 Contribution requise du Distributeur par projet : réelle 2021 et autorisée par les décisions D-2022-053 et D-2022-063

- 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-4167-2021 révisé à la suite la D-2022-053 (montant
- 4 autorisé par les décisions D-2022-053 et D-2022-063) ;
- 5 • Le tableau A3-2 reflète l'évaluation de la contribution réelle requise pour
- 6 l'année 2021 ;
- 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 2021.

Tableau A3-1
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2021
(Dossier R-4167-2021 – décisions D-2022-053 et D-2022-063)

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 2021	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
CHARGES					
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	2,3	(2,3)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	-	3,5	(3,5)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	1,7	(1,7)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	0,05	(0,0)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	2,2	(2,2)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	-	0,3	(0,3)
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne***	0,0	-	6,2	(6,2)
-65 M\$	Poste de Baie-d'Urfé - Ajout d'un 4e transformateur à 120-25 kV	49,2	33,0	15,1	17,9
-65 M\$	Poste de Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et d'automatismes	7,8	5,2	2,2	3,0
-65 M\$	Poste de Léry - ajout du 3e transformateur à 315-120 kV	-	-	0,4	(0,4)
-65 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	0,0	-	0,1	(0,1)
-65 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	32,0	21,5	20,6	0,9
-65 M\$	Poste d'Acton - Remplacement d'appareillage électrique et de systèmes de commande et protection - ajout d'un disjoncteur	11,1	7,5	0,4	7,1
-65 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	21,7	14,6	7,0	7,5
-65 M\$	Autres projets < 5 M\$	21,7	14,6	3,1	11,5
Total Charges		143,6	96,4	65,2	31,1
RESSOURCES					
D-2007-141	1er AO éolien 2003-02			-	
D-2010-165	2e AO éolien 2005-03 Parc De l'Érable (100,0 MW)			0,1	
Sous-total				0,1	
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02 Parc Val Éo (24,0 MW) Parc Des Cultures (25,2 MW) Renforcement réseau principal			4,9 4,5 1,5	
Sous-total				10,9	
D-2017-025	4e AO éolien 2013-01			-	
Décret 2014-02	Gré à gré (Décret 2014-02) Parc Rivière-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			-	
Total Ressources		-	-	11,0	
Total Charges + Ressources		143,6	96,4	76,2	20,2
Solde cumulatif de 2006-2020					(988,3)
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien (15% jusqu'en 2015 puis 19%)					(166,0)
Contribution requise du Distributeur					(1 134,1)

*Mise en service de la section satellite en 2019.

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

***Volet poste mis en service en 2020.

Tableau A3-2
Contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2021

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 2021	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGES					
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,0	(0,0)
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	-	1,2	(1,2)
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	2,6	(2,6)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	0,05	(0,0)
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	2,6	(2,6)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	-	0,1	(0,1)
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne***	0,0	-	5,3	(5,3)
-65 M\$	Poste de Baie-d'Urfé - Ajout d'un 4e transformateur à 120-25 kV	44,1	29,6	14,7	14,8
-65 M\$	Poste Bourget à 230-25 kV - Ajout de 4 départs à 25 kV****	36,0	24,2	5,9	18,2
-65 M\$	Réseau Chaudière 69 kV - Conversion des lignes à 120 kV	0,0	-	7,6	(7,6)
-65 M\$	Raccordement d'un client du Distributeur	21,7	14,6	7,2	7,4
-65 M\$	Autres projets < 5 M\$	47,8	32,1	3,3	28,8
Total Charges		149,6	100,4	50,5	49,8
RESSOURCES					
D-2010-165	2e AO éolien 2005-03 Parc De l'Érable (100,0 MW)			0,1	
	Sous-total			0,1	
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02 Parc Val Éo (24,0 MW) Parc Des Cultures (25,2 MW) Renforcement réseau principal			5,6 4,5 1,7	
	Sous-total			11,9	
D-2017-025	4e AO éolien 2013-01			-	
Décret 2014-02	Gré à gré (Décret 2014-02) Parc Rivière-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			-	
Total Ressources				11,9	
Total Charges + Ressources		149,6	100,4	62,5	37,9
Solde cumulatif de 2006-2020					(988,3)
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien (15% jusqu'en 2015 puis 19%)					(162,6)
Contribution requise du Distributeur					(1 113,0)

*Mise en service de la section satellite en 2019.

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

***Volet poste mis en service en 2020.

Pour les projets visant la charge locale et dont la mise en service a été réalisée en 2021, aucune contribution n'était prévue dans le cadre du dossier R-4167-2021. Toutefois, conformément à la décision D-2022-053, la contribution à recevoir du Distributeur de 1 113 M\$ liée à l'agrégation charges-ressources cumulative 2006-2021 a été mise en service au 31 décembre 2021. Les variations entre les deux tableaux s'expliquent par la partie Charges dont les projets ont fait en sorte d'augmenter l'écart favorable de 18,7 M\$ entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des projets prévus dans le dossier R-4167-2021 (décisions D-2022-053 et D-2022-063).

Tableau A3-3
Ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2021

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 2021	Écart entre montant max. et coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
		(1)	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)
CHARGES					
D-2013-205	Nouveau poste Fleury à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	(2,3)	2,3
D-2015-022	Nouveau poste Judith Jasmin à 735-120-25 kV - section stratég. et lignes*	0,0	-	(2,3)	2,3
D-2016-013	Nouveau poste St-Jean à 315-25 kV - volet ligne	0,0	-	0,8	(0,8)
D-2016-106	Nouvelle ligne 120 kV Langlois - Vaudreuil-Soulanges	0,0	-	-	-
D-2016-130	Nouvelle ligne 120 kV Grand-Brûlé - dérivation Saint-Sauveur	0,0	-	0,4	(0,4)
D-2017-088	Renforcement réseau régional de Sherbrooke + nouvelles lignes (Hydro-Sherbrooke)**	0,0	-	(0,3)	0,3
-65 M\$	Poste Anne-Hébert à 315-25 kV - ajout 3e transformateur - volet ligne ***	0,0	-	(0,9)	0,9
-65 M\$	Poste de Baie-d'Urfé – Ajout d'un 4e transformateur à 120-25 kV	(5,2)	(3,5)	(0,4)	(3,1)
-65 M\$	Poste Bourget à 230-25 kV - Ajout de 4 départs à 25 kV****	36,0	24,2	5,9	18,2
-65 M\$	Réseau Chaudière 69 kV – Conversion des lignes à 120 kV	0,0	-	7,6	(7,6)
-65 M\$	Poste de Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et d'automatismes	(7,8)	(5,2)	(2,2)	(3,0)
-65 M\$	Poste de Léry - ajout du 3e transformateur à 315-120 kV	0,0	-	(0,4)	0,4
-65 M\$	Ligne Boucherville - Du Tremblay - Notre-Dame > modification	-	-	(0,1)	0,1
-65 M\$	Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de 120-69-25 kV	(32,0)	(21,5)	(20,6)	(0,9)
-65 M\$	Poste d'Acton - Remplacement d'appareillage électrique et de systèmes de commande et protection - ajout d'un disjoncteur	(11,1)	(7,5)	(0,4)	(7,1)
-65 M\$	Raccordement d'un client du Distributeur	0,0	-	0,2	(0,2)
-65 M\$	Autres projets < 5 M\$	26,1	17,5	0,3	17,3
	Total Charges	6,0	4,02	(14,6)	18,7
RESSOURCES					
D-2010-165	2e AO éolien 2005-03 Parc De l'Érable (100,0 MW)			(0,0)	
	Sous-total			(0,0)	
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02 Parc Val Éo (24,0 MW) Parc Des Cultures (25,2 MW) Renforcement réseau principal			(0,7) (0,1) (0,2)	
	Sous-total			(1,0)	
D-2017-025	4e AO éolien 2013-01			-	
Décret 2014-02	Gré à gré (Décret 2014-02) Parc Rivière-Nouvelle (MU) (149,25 MW)			-	
	Total Ressources			(1,0)	
	Total Charges + Ressources	6,0	4,0	(15,6)	17,7
Solde cumulatif de 2006-2020					
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien (15% jusqu'en 2015 puis 19%)					3,4
Contribution requise du Distributeur					21,1

*Mise en service de la section satellite en 2019.

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

***Volet poste mis en service en 2020.

1 La variation de 17,7 M\$ entre le montant estimé au dossier R-4167-2021 et le réel
 2 s'explique principalement comme suit :

- 3 • L'ajout de la mise en service de 3 projets (« Poste Bourget à 230-25 kV – ajout de
 4 4 départs à 25 kV» et 2 projets de moins de 5 M\$) non prévus initialement a

- 1 augmenté l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des
2 projets de 28,3 M\$;
- 3 • La suspension ou le report de la mise en service de quatre projets (« Poste de
4 Grantham à 120-25 kV - Remplacement d'appareillage électrique et
5 d'automatismes », « Projet témoin - ajout 2 transformateurs mobiles de
6 120-69-25 kV », « Poste d'Acton – Remplacement d'appareillage électrique et de
7 systèmes de commande et protection – ajout d'un disjoncteur » , projet < 5 M\$) ; ces
8 suspensions et reports ont diminué l'écart favorable entre les montants maximaux
9 d'allocation et les coûts des projets de 13,7 M\$;
- 10 • Des crédits ou coûts résiduels de projets mis en service antérieurement à 2021 ont
11 augmenté l'écart favorable entre les montants maximaux d'allocation et les coûts des
12 projets de 4,1 M\$;
- 13 • L'augmentation pour 1,0 M\$ des coûts aux mises en service des projets liés au 3^e
14 A/O éolien diminuant l'ainsi l'écart favorable.