

Résultats réglementaires réels pour l'année 2025

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	Charges d'exploitation	7
1.2.2	Amortissement.....	12
1.2.3	Coût de retraite.....	12
1.2.4	Coûts des capitaux empruntés	13
2	Application du mécanisme de traitement des écarts de rendement (« MTÉR »).....	14
3	Récupération des coûts de conformité aux normes de fiabilité applicables aux activités déléguées par HQP à HQT (Fonction GOP)	15
4	Évolution annuelle de l'effectif en équivalent temps complet (ÉTC).....	15
5	Évolution de la base de tarification.....	17
5.1	Évolution de la base de tarification réelle.....	17
5.2	Comparaison avec la base de tarification autorisée.....	18
5.3	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement	19
5.4	Retraits d'actifs	21
6	Rendement sur la base de tarification	21
6.1	Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2025	21
6.2	Coût moyen réel 2025 de la dette	23
6.2.1	Description de la dette	23
6.3	Taux de rendement réel 2025 des capitaux propres	25
Annexe 1	Évolution de la base de tarification 2025.....	26
1.1	Évolution des composantes de la base de tarification	26
1.2	Contributions avec le Distributeur	27
1.3	Fonds de roulement.....	28
1.4	Base de tarification 2025	29
Annexe 2	Contribution requise du Distributeur par projet : Réelle 2025 et autorisée par la décision D-2025-032	31
Annexe 3	Volumétrie des clés de répartition	35

Liste des tableaux

Tableau 1	Résultats réglementaires réels 2025 (M\$)	6
Tableau 2	Coût complet des activités de la chaîne de valeur (M\$).....	7
Tableau 3	Coûts complets des activités de soutien (M\$).....	10
Tableau 4	Composantes du coût de retraite 2025 (M\$).....	12
Tableau 5	Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$).....	13
Tableau 6	Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite	13
Tableau 7	Écart de rendement 2025 à partager	15
Tableau 8	Évolution de la base de tarification en 2025 (M\$)	17
Tableau 9	Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2025 à celui autorisé (M\$)	18

Tableau 10	Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2025-032 (M\$).....	19
Tableau 11	Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$)	20
Tableau 12	Comparaison des mises en service réelles de l'année 2025 à celles autorisées selon la D-2025-032 (M\$)	21
Tableau 13	Retraits d'actifs 2025 (M\$)	21
Tableau 14	Coût moyen pondéré du capital 2025 (M\$).....	22
Tableau 15	Taux de rendement réel 2025.....	22
Tableau 16	Coût moyen 2025 de la dette (M\$)	23
Tableau 17	Dette arrivant à échéance en 2026 et 2027	25
Tableau 18	Capitaux propres présumés.....	25
Tableau 19	Taux de rendement réel préliminaire des capitaux propres	25

Liste des figures

Figure 1	Répartition de la dette par année d'échéance	24
----------	--	----

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 2025 et les revenus requis autorisés selon la décision D-2025-032¹.
- 3 Les données réglementaires présentées comme autorisées reposent sur des hypothèses,
4 notamment le caractère final de la décision D-2025-032 applicable aux tarifs 2025, alors que
5 les ajustements aux revenus requis, découlant de la décision D-2025-114², demeurent à être
6 approuvés.
- 7 Afin de faciliter la lecture, tout en anticipant une éventuelle mise à jour de la présente pièce à
8 la suite de la décision fixant définitivement les tarifs 2025, le Transporteur maintient
9 l'intégralité du document. Il précise, lorsque pertinent, l'incidence de la décision D-2025-114
10 sur les résultats réels de la sous-activité Maîtrise de la végétation.

¹ R-4270-2024 Phase 2.

² R-4293-2025.

Tableau 1
Résultats réglementaires réels 2025 (M\$)

	D-2025-032 (1)	Réel (2)	Réel vs D-2025-032 (3) = (2) - (1)
DÉPENSES NÉCESSAIRES À LA PRESTATION DU SERVICE	2 170,3	2 331,2	160,9
Charges d'exploitation	1 241,7	1 423,9	182,2
Élaborer des stratégies	2,1	0,1	(1,9)
Ventes à l'exportation et développement de marchés	2,1	0,1	(1,9)
Concevoir et construire	202,8	201,8	(0,9)
Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	11,8	16,2	4,4
Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	55,6	41,9	(13,7)
Expertise et soutien technique aux opérations	135,5	143,8	8,3
Exploiter et commercialiser	833,1	965,9	132,8
Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux	246,2	255,1	8,8
Opération et maintenance	586,4	710,3	123,9
Mesurage	0,5	0,6	0,1
Facturation interne et autres cheminements directs	212,0	241,5	29,4
Coupure des charges d'exploitation non allouée par activité	(25,0)		25,0
Ajustement réglementaire	16,7	14,5	(2,2)
Rendement sur les actifs utilisés par les activités de soutien	16,7	14,5	(2,2)
Autres charges	1 230,9	1 189,7	(41,2)
Achats de services de transport	23,0	22,1	(0,9)
Achats d'électricité	21,2	21,2	-
Amortissement	1 064,6	1 020,8	(43,8)
Immobilisations corporelles en exploitation	1 055,7	1 034,0	(21,7)
Actifs incorporels	22,6	25,0	2,4
Actifs réglementaires	6,1	2,0	(4,1)
Retraits d'actifs	56,7	34,7	(22,0)
Radiation de projets	10,0	10,6	0,6
Contributions internes	(86,3)	(85,5)	0,8
Taxes	122,1	125,6	3,5
Taxe sur les services publics	108,2	111,0	2,8
Taxes municipales et scolaires	13,9	14,6	0,7
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	(261,4)	(284,0)	(22,6)
Coût de retraite	(281,3)	(302,3)	(21,0)
Coût des autres régimes	19,9	18,3	(1,6)
Frais corporatifs	50,6	44,2	(6,4)
Autres revenus	(91,5)	(92,1)	(0,6)
Revenus de facturation externe	(13,8)	(20,0)	(6,2)
Revenus de facturation interne	(77,7)	(72,1)	5,6
Comptes d'écarts et de reports	-	49,5	49,5
Coût de retraite	-	38,9	38,9
Décalage temporel des mises en services		10,6	10,6
Rendement à remettre à la clientèle	-	-	-
RENDEMENT SUR LA BASE DE TARIFICATION	1 346,8	1 185,9	(160,9)
Coût des capitaux empruntés	785,9	803,0	17,1
Coût des capitaux propres après partage	560,9	382,9	(178,0)
Coût des capitaux propres avant partage	560,9	382,9	(178,0)
Partage de l'écart de rendement (note 1)	-	-	-
Base de tarification (moyenne 13 soldes mensuels)	22 801,4	22 661,3	(140,1)
Coût moyen pondéré du capital	5,907%	5,233%	-0,674%
Coût de la dette	4,924%	5,062%	0,138%
Taux de rendement sur les capitaux propres après partage	8,200%	5,632%	-2,568%
Taux de rendement sur les capitaux propres avant partage	8,200%	5,632%	-2,568%
Partage de l'écart de rendement			
REVENUS REQUIS DU SERVICE DE TRANSPORT	3 517,1	3 517,1	-

1.2 Explication des principaux écarts

1.2.1 Charges d'exploitation

1 Conformément à la décision [D-2025-022](#), au paragraphe 190, le Transporteur dépose les
2 renseignements requis à l'égard de ses charges d'exploitation.

3 Le tableau suivant présente les coûts complets autorisés et réels des activités et
4 sous-activités de la chaîne de valeur associés au Transporteur, soit après l'application des
5 clés de répartition des activités de la chaîne de valeur qui sont présentées en annexe 3.

Tableau 2
Coût complet des activités de la chaîne de valeur (M\$)

	D-2025-032 (1)	Réel (2)	Réel vs D-2025-032 (3)=(2)-(1)
1 Élaborer des stratégies	2,1	0,1	(1,9)
2 Ventes à l'exportation et développement de marchés	2,1	0,1	(1,9)
3 Concevoir et construire	202,8	201,8	(1,0)
4 Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	11,8	16,2	4,4
5 Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	55,6	41,9	(13,7)
6 Expertise et soutien technique aux opérations	135,5	143,8	8,3
7 Expertise	86,2	75,5	(10,7)
8 Soutien technique en maintenance	49,3	68,3	19,0
9 Exploiter et commercialiser	833,1	965,9	132,8
10 Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux	246,2	255,1	8,8
11 Conformité et fiabilité	19,6	12,3	(7,4)
12 Conduite du réseau	226,6	242,8	16,2
13 Opération et maintenance	586,4	710,3	123,9
14 Maintenance directe	436,5	451,8	15,3
15 Support opération et maintenance	149,8	190,5	40,6
16 Maîtrise de la végétation	-	68,0	68,0
17 Mesurage	0,5	0,6	0,1
18 Total	1 038,0	1 167,9	129,9
19 Facturation interne et autres cheminements directs	212,0	241,5	29,4
20 Total	1 250,0	1 409,4	159,4
21 Ajustements réglementaires	16,7	14,5	(2,2)
22 Coupure des charges d'exploitation non allouée par activité	(25,0)	-	25,0
23 Charges d'exploitation aux fins de l'établissement des revenus requis	1 241,7	1 423,9	182,2

6 L'écart de 182,2 M\$ constaté au niveau des charges d'exploitation provient, en partie de
7 l'incidence de la décision D-2025-114 sur les résultats de la sous-activité Maîtrise de la
8 végétation ainsi que de la réduction exigée selon le paragraphe 184 de la décision
9 [D-2025-022](#), non allouée par activités. En excluant ces éléments, les charges d'exploitation
10 auraient été supérieures de 89,2 M\$ au montant autorisé.

- 1 Ces écarts s'expliquent par les éléments suivants :
- 2 ○ Conception et évolution du système énergétique et infrastructure :
- 3 ○ Baisse attribuable principalement à la réallocation de ressources vers de
- 4 nouvelles activités requises pour la mise en œuvre des objectifs du Plan
- 5 d'action 2035. Bien que cette réallocation ait été effectuée en 2024, ses effets
- 6 se reflètent également en 2025 lors de la comparaison avec l'année autorisée.
- 7 Cet élément a été documenté au rapport annuel 2024³.
- 8 ○ Expertise et soutien technique aux opérations :
- 9 ○ Croissance expliquée principalement par la réallocation de ressources vers de
- 10 nouvelles activités requises pour la mise en œuvre à la réalisation des objectifs
- 11 du Plan d'action 2035.
- 12 ○ Les écarts des sous-activités Expertise et Soutien technique aux opérations
- 13 découlent, en partie, du raffinement de la méthode de répartition des coûts
- 14 entre ces sous-activités, tel que décrit dans la pièce HQT-D-4, document 1
- 15 ([B-0011](#)) du dossier R-4305-2025.
- 16 ○ Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux :
- 17 ○ Pour la sous-activité Conformité et fiabilité, le montant inférieur du réel 2025
- 18 s'explique par une révision à la baisse de provisions associées aux normes
- 19 CIP spécifiques aux fonctions de transport.
- 20 ○ Au niveau de la sous-activité Conduite du réseau, l'écart de 16 M\$ s'explique
- 21 principalement par les éléments suivants :
- 22 ○ Croissance des coûts complets provenant principalement des activités
- 23 de soutien Technologies numériques et formation ayant un impact de
- 24 près de 10 M\$ sur le Transporteur.
- 25 ○ Augmentation du poids relatif du Transporteur provenant de l'évolution
- 26 des points BDD pondérés qui représente environ 5 M\$ (voir annexe 3).
- 27 La croissance des points BDD pondérés découle de mises en services
- 28 d'actifs possédant des équipements connectés, ce qui impacte
- 29 également la consommation de produits de l'activité Technologies
- 30 Numériques.
- 31 ○ Opération et maintenance, dont :
- 32 ○ L'écart de plus de 15 M\$ de la sous-activité Maintenance directe s'explique par
- 33 les éléments suivants :

³ Rapport annuel 2024 du Transporteur, pièces : [B-0018](#), [B-0024](#) et [B-0029](#).

- 1 ○ Augmentation des travaux en maintenance conditionnelle, notamment
2 liés à des transformateurs de puissance ayant nécessité davantage de
3 ressources qu'anticipé ainsi que des interventions additionnelles
4 requises sur des lignes aériennes à la suite d'épisodes de verglas.
- 5 ○ Diminution des heures de maintenance systématique, attribuable en
6 partie aux gains d'efficacité découlant de l'utilisation de drones lors
7 d'inspections.
- 8 ○ L'écart de plus de 40 M\$ dans la sous-activité Support opération et
9 maintenance s'explique principalement par les éléments suivants :
 - 10 ○ Hausse des coûts provenant des activités de soutien Services partagés
11 (services industriels, matériel et transport) et Technologies
12 numériques, générant un impact d'environ 20 M\$ sur les résultats du
13 Transporteur.
 - 14 ○ Dépenses accrues en matériel divers (stocks, outillage, équipement de
15 protection individuelle, etc) non capitalisable ou non directement
16 associées à de la maintenance directe. Un impact de 7 M\$ peut être
17 estimé pour cet élément.
 - 18 ○ Diminution des heures consacrées aux projets d'investissements, liée
19 notamment à des enjeux de capacité de réalisation pour certaines
20 catégories d'emplois et sites, à des retards d'approvisionnement et des
21 difficultés d'obtention de retraits sur le réseau principal de transport. Un
22 impact d'environ 10 M\$ est associé à cet élément.
- 23 ○ Quant à l'écart de 68 M\$ en maîtrise de la végétation, il se constitue des deux
24 éléments suivants :
 - 25 ○ Impact de la décision D-2025-114 pour 82 M\$.
 - 26 ○ Composition de travaux moins coûteux qu'anticipés et appels au
27 marché favorables ayant permis d'atténuer l'impact de la décision, sans
28 incidence sur les volumes traités.
- 29 ○ Facturation interne et autres cheminements directs :
 - 30 ○ L'augmentation de la facturation interne directe attribuée au Transporteur
31 s'explique principalement par la hausse des coûts liés au produit
32 Télécommunication du réseau d'énergie et des Mbps associés aux postes de
33 transport. L'impact total s'élève à 42 M\$ dont 34 M\$ sont attribuables à
34 l'accroissement du nombre de projets de télécommunications qui ne sont pas
35 capitalisables. Par ailleurs, un écart de 8 M\$ est quant à lui induit par une
36 proportion plus grande des Mbps associés aux postes de transport qui
37 nécessitent des besoins de connectivité accrues en raison de leur
38 automatisation.

- 1 ○ La hausse de la facturation interne est partiellement compensée par une
2 diminution de 8 M\$ des coûts associés au produit Services de développement.
3 Le tableau suivant présente les coûts complets autorisés et réels des activités
4 de soutien.

Tableau 3
Coûts complets des activités de soutien (M\$)

Coûts complet (M\$)	2025		Réel 2025 vs D-2025-032
	D-2025-032	Réel	
1 Technologies numériques	1 274,4	1 310,2	35,8
2 Services partagés	1 221,0	1 299,0	78,0
3 Services corporatifs	754,7	733,5	(21,2)
4 Innovation	151,8	136,1	(15,6)
5 Construction	25,3	91,9	66,7
6 Coût complet des services rendus	3 427,1	3 570,7	143,6

Types de cheminement de coûts	2025		Réel 2025 vs D-2025-032
	D-2025-032	Réel	
7 Frais corporatifs	163,0	142,4	(20,5)
8 Facturation interne capitalisée	224,3	251,9	27,6
9 Facturation interne entre les activités de soutien	815,5	868,6	53,2
10 Facturation interne directe Vue électrique	469,2	462,2	(7,0)
11 Facturation interne des services rendus aux activités de la chaîne de valeur	1 755,2	1 845,5	90,3
12 Total des revenus de FI des activités de soutien	3 427,1	3 570,7	143,6

5 L'écart de 143,6 M\$ constaté au niveau des coûts complets des activités de soutien découlent
6 des éléments suivants :

- 7 • Technologies numériques (TN) : La hausse de 36 M\$ provient principalement de la
8 composition du portefeuille de projets technologiques. La proportion des projets aux
9 charges d'exploitation versus ceux aux investissements a été plus importante que
10 prévu initialement, mettant ainsi une pression sur les charges d'exploitation de TN.
- 11 ○ Le produit d'exploitation TN est ajusté de manière continue afin d'assurer une
12 adéquation optimale entre les coûts et les besoins de l'organisation. Ainsi,
13 compte tenu des besoins technologiques croissants de la sous-activité de
14 conduite du réseau, notamment en matière d'utilisation et de support, une part
15 plus importante des coûts lui a été attribuée en 2025 que ce qui était anticipé.
- 16 ○ Le niveau d'activité du service de développement évolue en fonction des
17 déploiements technologiques. Ces variations ont entraîné une sollicitation
18 accrue de certaines activités, dont le support aux opérations et la maintenance,
19 par rapport aux prévisions initiales.

- 1 • Services partagés : l'augmentation de 78 M\$ s'explique principalement par les
2 éléments suivants;
 - 3 ○ Une hausse de 25 M\$ est attribuable à la croissance de la force de travail
4 nécessaire afin de répondre à l'augmentation des besoins en maintenance de
5 bâtiments et soutenir la croissance des activités liées à la maintenance du
6 réseau et aux projets.
 - 7 ○ Des coûts additionnels de 13 M\$ pour l'alimentation et hébergement,
8 notamment en raison du maintien prolongé du campement et de l'entretien de
9 la résidence de La Romaine.
 - 10 ○ Les coûts du produit Matériel augmentent d'environ 8 M\$, principalement en
11 lien avec le transport spécialisé.
 - 12 ○ Par ailleurs, les coûts de transport enregistrent une hausse de plus de 20 M\$,
13 en raison des besoins accrus en véhicules ainsi que de l'utilisation des groupes
14 électrogènes de secours.
 - 15 ○ L'écart résiduel de 12 M\$ résulte de plusieurs éléments dont le rehaussement
16 des coûts liés aux activités de soutien et des coûts de projets aux charges
17 moindre que prévus.
- 18 • Services corporatifs : la baisse de 21 M\$ s'explique principalement par les éléments
19 suivants;
 - 20 ○ Une optimisation des activités permettant de réduire la force de travail
21 nécessaire entraînant ainsi une réduction des coûts d'environ 10 M\$ et le
22 transfert de certaines activités qui occasionnent un écart additionnel de près
23 de 10 M\$.
- 24 • Innovation: Réduction de près de 16 M\$ s'explique principalement par l'optimisation
25 des activités permettant une réduction de la force de travail.
- 26 • Construction : L'écart de 67 M\$ provient principalement de la réalisation de travaux
27 aux charges, inclus dans le périmètre de la maintenance directe, pour lesquels la
28 réalisation avait initialement été prévue dans l'activité Opération et maintenance.

29 Les activités de soutien ayant 5 types de cheminements distincts, cet écart de 143,6 M\$ ne
30 se reflète pas uniquement dans les activités de la chaîne de valeur, présentées
31 précédemment. De plus, ces écarts n'ont pas un impact direct sur le Transporteur puisqu'ils
32 sont présentés avant leur cheminement vers la vue électrique par les clés de répartition des
33 activités de la chaîne de valeur.

1.2.2 Amortissement

- 1 Un écart favorable de 43,8 M\$ est constaté au niveau de l'amortissement pour l'année 2025.
2 Cet écart s'explique principalement par le niveau des retraits d'actifs qui est inférieur à ce qui
3 était prévu pour 25,3 M\$ ainsi que par l'impact de 15,3 M\$ provenant de la révision de durée
4 de vie des transformateurs de puissance effectuée en 2024.

1.2.3 Coût de retraite

- 5 Le tableau suivant présente les composantes du coût de retraite du Transporteur pour
6 l'année 2025.

Tableau 4
Composantes du coût de retraite 2025 (M\$)

	D-2025-032	Réel	Réel vs D-2025-032
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
1 Charges d'exploitation	93,2	75,9	(17,3)
2 Autres composantes des avantages sociaux futurs	(281,3)	(302,3)	(21,0)
3 Frais corporatifs	3,5	2,9	(0,6)
4 COÛT DE RETRAITE	(184,6)	(223,5)	(38,9)

- 7 Comme demandé par la Régie⁴, le Transporteur dépose les tableaux des composantes du
8 coût de retraite d'Hydro-Québec ainsi que les hypothèses actuarielles utilisées pour son
9 évaluation 2025.

⁴ D-2019-060, [par. 218](#).

Tableau 5
Composantes du coût de retraite d'Hydro-Québec (M\$)

		D-2025-032	Réel
1	Coût des services rendus	450	372
2	Autres composantes du coût de retraite	(905)	(975)
3	Intérêts sur l'obligation	1 160	1 112
4	Rendement prévu des actifs	(2 065)	(2 087)
5	Total	(455)	(603)

Tableau 6
Hypothèses actuarielles utilisées pour l'évaluation du coût de retraite

	D-2025-032	Réel
Taux d'actualisation du coût des services rendus	4,50%	4,83%
Taux d'actualisation des intérêts sur l'obligation	4,52%	4,43%
Taux de rendement prévu des actifs	6,75%	6,75%
Taux de croissance des salaires	3,20%	3,20%
Durée résiduelle moyenne d'activité du personnel actif (années)	14	14

- 1 Le coût de retraite réel pour 2025 est en baisse de 148 M\$ comparativement à celui autorisé
2 pour 2025. Cette baisse s'explique en majeure partie par la hausse des taux d'intérêts à long
3 terme prévus sur les marchés financiers servant à établir les taux d'actualisation.

1.2.4 Coûts des capitaux empruntés

- 4 L'écart défavorable de 17,1 M\$ constaté à ce titre pour l'année 2025 s'explique par un écart
5 défavorable lié au taux de la dette de 21,9 M\$ et un écart favorable lié au volume de la base
6 de tarification de 4,8 M\$.

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 qui pour l'année 2025 est un
9 écart de négatif de 174,6 M\$ assumé dans son entièreté par le Transporteur.

10 Le Transporteur rappelle qu'il n'est pas en mesure d'établir la liaison aux indicateurs de
11 performance et ce, conformément à la décision D-2019-060⁵ puisque dans le contexte du
12 passage à Une Hydro, les indicateurs Satisfaction du client Hydro-Québec Distribution et
13 Taux de fréquence des accidents de travail de transport ne sont plus disponibles. Cette
14 impossibilité d'établir la liaison aux indicateurs de performance n'a aucun impact sur le
15 partage en 2025 puisque l'écart de rendement est négatif. Par ailleurs, par sa décision
16 D-2026-008⁶, la Régie a reconduit le MTÉR en 2025 sans liaison aux indicateurs de
17 performance et reporte sa décision sur la fin du MTÉR dans le dossier relatif au mécanisme
18 de traitement des surplus ou des manques à gagner cumulés (MTSM).

⁵ D-2019-060, [par. 454](#).

⁶ D-2026-008, [par. 34-35](#).

Tableau 7
Écart de rendement 2025 à partager

1	Taux de rendement des capitaux propres		
2	Réel ¹	5,632%	
3	Autorisé ²	8,200%	
4	Écart de taux de rendement	-2,568%	(a)
5	Base de tarification réelle ¹	22 661,254	
6	X Portion Avoir propre de la structure du capital ²	30%	
7	Avoir propre présumé relatif aux activités réglementées¹ (M\$)	6 798,376	(b)
8	Écart de rendement (M\$) (a) x (b)	(174,613)	(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	Bénéfice net réglementé - avant partage	382,854	
14	Rendement à remettre à la clientèle (d) + (e)	0,000	
15	Bénéfice net réglementé - après partage¹ (M\$)	382,854	

¹ Voir section 6.3

² D-2022-053, par. 83

³ D-2014-034, par. 359 et 370.

- 1 Le Transporteur tient à préciser que le compte d'écarts a été soldé à l'année 2022 et qu'aucun
2 écart additionnel n'a été comptabilisé depuis.

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

- 3 Conformément aux exigences exprimées par la Régie dans la décision D-2017-128⁷,
4 le Transporteur fournit dans la présente pièce les informations demandées concernant les
5 activités de mise en œuvre, de maintien et de démonstration de conformité liées aux normes
6 de fiabilité applicables à la fonction d'exploitant d'installation de production (« GOP »).
7 Ainsi, pour l'année 2024, un revenu de facturation interne de 2,7 M\$ est constaté pour
8 l'utilisation des actifs du Transporteur pour les services de Téléconduite par le Producteur.

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

- 9 Comme indiqué à la pièce HQT-1, Document 1 et conformément à la demande formulée par
10 la Régie dans sa [correspondance](#) du 20 mai 2026, les résultats de l'exercice de détermination

⁷ R-3981-2016 – Phase 2, D-2017-128, [par. 305, 306, 309 et 310](#).

- 1 des ÉTC pour les années 2026, 2027 et 2028 du Transporteur et du Distributeur demandé à
- 2 HQT-D sont déposés le 29 mai 2026, en suivi de la décision D-2025-124.

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 2025.

Tableau 8
Évolution de la base de tarification en 2025 (M\$)

	31 déc. 2024 (1)	Ajustement actifs non exploités (2)	1 ^{er} janvier 2025 (3) = (1) + (2)	Mises en service (4)	Amortissement (5)	Retraits (6)	Autres (7)	31 déc. 2025 (8) = (3) à (7)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	24 399,1	-	24 399,1	1 258,2	(1 034,0)	(33,0)	Note 1 4,9	24 595,1
2 Actifs incorporels	541,1	-	541,1	223,0	(25,0)	-	Note 2 2,4	741,5
3 Autres actifs	(2 692,1)	-	(2 692,1)	(12,8)	83,5	-	(1,3)	(2 622,7)
4 Actifs réglementaires	5,4	-	5,4	1,1	(2,0)	-	-	4,5
5 Contributions internes et autres	(2 697,5)	-	(2 697,5)	(13,9)	85,5	-	(1,3)	(2 627,3)
6 Fonds de roulement	496,6	-	496,6	-	-	-	125,5	622,1
7 Encaisse réglementaire	82,1	-	82,1	-	-	-	4,9	87,0
8 Matériaux, combustible et fournitures	368,5	-	368,5	-	-	-	Note 3 100,1	468,6
9 Actifs stratégiques	46,0	-	46,0	-	-	-	20,5	66,5
10 Total	22 744,7	-	22 744,7	1 468,4	(975,5)	(33,0)	131,5	23 336,0

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 15,4 M\$, reclassement vers les immobilisations incorporelles et autres 10,5 M\$.

Note 2: Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation 2,4 M\$.

Note 3: Augmentation liée à la croissance des besoins.

- 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 9
Comparaison du solde de la base de tarification au 31 décembre 2025
à celui autorisé (M\$)

	D-2025-032 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	26 416,9	24 595,1	(1 821,8)	(a)
2 Actifs incorporels	562,5	741,5	179,1	(b)
3 Autres actifs	(3 065,8)	(2 622,7)	443,0	
4 Actifs réglementaires	88,6	4,5	(84,1)	(c)
5 Contributions internes et autres	(3 154,3)	(2 627,3)	527,1	(d)
6 Fonds de roulement	510,9	622,1	111,2	
7 Encaisse réglementaire	79,9	87,0	7,2	
8 Matériaux, combustible et fournitures	363,6	468,6	105,0	(e)
9 Actifs stratégiques	67,5	66,5	(1,0)	
10 Réduction globale 13 soldes	0,0		0,0	
11 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	24 424,6	23 336,0	(1 088,6)	
12 Principaux écarts				
13 (a) Immobilisations corporelles en exploitation				
14 Mises en service non réalisées pour des projets avec autorisation spécifique de la Régie			(1 561,8)	
15 Mises en service non réalisées pour des projets sans autorisation spécifique de la Régie			(286,9)	
16 Amortissement			21,6	
17 Retraits d'actifs			23,7	
18 Reclassement aux actifs incorporels			(2,4)	
19 (b) Actifs incorporels				
20 Mises en service réalisées			177,9	
21 Retraits d'actifs			0,0	
22 Reclassement provenant des immobilisations corporelles en exploitation			2,4	
23 (c) Actifs réglementaires				
24 Mises en service			(86,1)	
25 Amortissement			4,1	
26 (d) Contributions internes et autres				
27 Mises en service			528,9	
28 Amortissement			(0,8)	
29 (e) Matériaux, combustible et fournitures				
Augmentation liée à la croissance des besoins			100,1	

- 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 2025⁸.

⁸ R-3823-2012, D-2014-035, [par. 461](#).

Tableau 10
Comparaison de la base de tarification selon la moyenne des 13 soldes mensuels réelle à celle autorisée selon la décision D-2025-032 (M\$)

	D-2025-032 (1)	Réel (2)	Écarts (3) = (2) - (1)	
1 Immobilisations corporelles en exploitation	24 430,6	24 206,0	(224,6)	
2 Postes	13 207,0	13 156,4	(50,6)	(a)
3 Lignes	9 672,4	9 603,3	(69,1)	(b)
4 Autres actifs de réseau	538,1	464,0	(74,1)	(c)
5 Actifs de soutien	334,0	329,5	(4,5)	
6 Télécommunications	679,1	652,8	(26,3)	
7 Actifs incorporels	534,3	551,3	17,0	
8 Servitudes	472,1	478,9	6,8	
9 Logiciels	54,3	67,7	13,4	
10 Autres	8,0	4,7	(3,3)	
11 Autres actifs	(2 653,9)	(2 655,1)	(1,2)	
12 Actifs réglementaires	44,3	4,9	(39,4)	
13 Contributions internes et autres	(2 698,2)	(2 660,0)	38,2	
14 Fonds de roulement	490,4	559,1	68,7	
15 Encaisse réglementaire	80,0	86,7	6,7	
16 Matériaux, combustible et fournitures	345,0	422,0	77,1	(d)
17 Actifs stratégiques	65,4	50,4	(15,0)	
Réduction globale 13 soldes	0,0	0,0	0,0	
18 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 801,4	22 661,3	(140,1)	

Principaux écarts	Écarts (M\$) (1)	Explications (2)
19 (a) Postes	(51,2)	
20 Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'équipements au poste des Appalaches	(51,2)	Décalage de la mise en service prévue en décembre 2025 pour janvier 2026.
21 (b) Lignes	(62,4)	
22 Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'équipements au poste des Appalaches	(34,5)	Décalage de la mise en service prévue en décembre 2025 pour janvier 2026.
23 Renforcement de la ligne 7004 à 735 kV du poste aux Outardes au poste des Laurentides	(27,9)	Baisse des coûts à la suite de l'optimisation du projet, la réinstallation des câbles de garde qui s'est avérée non essentielle suite aux observations sur le terrain.
24 (c) Autres actifs de réseau	(79,1)	
25 Intégration du parc éolien Apuiat	(79,1)	Décalage de la mise en service prévue en 2024 pour décembre 2025
26 (d) Matériaux, combustible et fournitures	77,1	Augmentation liée à la croissance des besoins.

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

- Le tableau suivant présente les mises en service liées aux immobilisations corporelles en exploitation ainsi que les autorisations de la Régie de l'énergie relatives aux ajouts de plus de 10 M\$ à la base de tarification réalisés au cours de l'année 2025.

Tableau 11
Suivi des mises en service et des autorisations de projets d'investissement (M\$)

	Valeur autorisée			Total MES			
	HQ	Régie	Décision Régie	Mois MES		2025	Cumulé
	(1)	(2)	(3)	Projeté D-2025-032	Réel	(4) (Note 2)	(5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie						587,1	
2 Remplacement d'automatismes, d'appareillage et de bâtiments au poste de Duvernay (Note 6)	135,0	73,8	D-2018-043	Nov	Déc	16,0	128,4
3 Construction du nouveau poste des Irlandais et de ses lignes d'alimentation (Note 4)	233,0	131,1	D-2020-058	Résiduelle	Résiduelle	12,3	227,1
4 Remplacement systèmes de conduite du réseau de transport d'électricité (Note 5)	405,4	288,6	D-2020-109	Déc	Juil, Déc	228,6	245,6
5 Remplacement d'un automate de réseau (Note 6)	257,0	257,0	D-2021-119	Mars à Août	Juil, Nov	32,8	85,0
6 Renforcement du réseau à 315 kV de l'Est de l'île de Montréal	336,4	336,4	D-2022-096	Juil	Sep	73,0	340,9
7 Intégration parc éolien Apuiat	173,6	173,6	D-2023-057	Note 1	Juil, Déc	70,4	140,6
8 Remplacement d'équipements au poste de Boucherville	135,8	135,8	D-2023-063	Nov	Déc	20,5	46,2
9 Ajout d'un transformateur et remplacement d'équipements au poste Hertel (Note 3)	93,2	132,0	D-2023-073	Nov	Déc	13,3	13,3
10 Remplacements d'équipements à 315-120 kV et ajout de transformateurs à 315-25 kV au poste La Prairie	285,8	285,8	D-2024-009	Juil-Sept	Déc	34,3	34,3
11 Remplacement des transformateurs au poste de Saraguay	115,5	115,5	D-2024-068	Déc	Déc	17,6	17,6
12 Renforcement de la ligne 7004 à 735 kV du poste aux Outardes au poste des Laurentides	166,9	166,9	D-2024-077	Sept	Oct	32,5	52,6
13 Remplacement d'équipements au poste La Grande-2	170,6	170,6	D-2024-106	Nov	Déc	26,7	26,7
14 Autres mise en service						9,1	
15 Mises en service projets - autres						881,4	
16 Postes Thetford à 69-25 kV et à 230-120-69 kV	64,4			Nov	Déc	11,0	57,0
17 Raccordement d'un client du Distributeur	63,6			Nov	Mai	26,3	31,0
18 Ligne Boucherville - SidBec - Raccordement clients	59,1			Juin	Mai	35,3	37,0
19 Ligne souterraine Bélanger-Rosemont - Remplacement	51,7			Nov	Nov	34,0	34,0
20 Corridor Baie-James - IP MPLS V3	41,1			Note 1	Déc	18,4	18,4
21 Postes Albanel - Chibougamau et Abitibi - Remplacement des protections de lignes	38,6			Oct	Déc	10,4	25,6
22 Poste La Sûreté - Remplacement équipements	37,7			Déc	Déc	13,7	13,7
23 Poste Vignan - Remplacement des protections, condensateurs et unités de mesure	34,3			Nov	Déc	15,4	28,1
24 Ligne Romaine-4 - Montagnais - Panne urgence - Remplacement conducteurs et câbles de garde	34,0			Note 1	Mars	34,2	34,2
25 Ligne Boucherville-SidBec - Reconstruction d'un tronçon	28,8			Juil	Juin	12,8	12,8
26 Programme de remplacement unités de mesure 2025	28,7			Oct	Oct à déc	11,6	11,6
27 Poste de Mont-Royal - Ajout du 4e transformateur à 120-25 kV	28,6			Juin	Déc	23,4	23,4
28 Ligne Micoua-Laurentides - Remplacement isolateurs	25,8			Déc	Oct	13,9	28,1
29 Poste Chiassibi - Remplacement d'inductance XL7	25,3			Note 1	Déc	16,3	21,4
30 Poste du Saguenay - Remplacement de l'armoire de branchement AB1	24,8			Jan	Juil	11,1	11,1
31 Ligne Adélarde-Godbout - Laprairie	24,7			Note 1	Juin	14,3	14,3
32 Poste Waterloo - Remplacement d'équipements	21,2			Note 1	Déc	10,3	10,3
33 Raccordement d'un client du Distributeur	17,0			Juin	Nov	13,2	13,2
34 Postes Némiscau et Albanel - Achat de transformateurs de réserve	16,9			Fév	Oct	16,9	16,9
35 Poste Madawaska - Remplacement de disjoncteurs	15,6			Note 1	Déc	10,0	10,0
36 Poste Montagnais - Remplacement d'équipements	14,5			Oct	Déc	10,9	15,6
37 Poste Saint-Paul-du-Nord - Remplacement disjoncteurs (CREA)	15,8			Juil	Déc	12,2	15,4
38 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs (pylônes 106-214)	13,6			Juil-Août	Août	14,2	14,2
39 Ligne Montagnais - Arnaud - Remplacement isolateurs - L7032 (Aucune info disp)	11,5			Juil	Sep	12,6	12,6
40 Autres mises en service						478,9	
41 Total						1 468,4	-

Note 1 : Aucune mise en service planifiée dans l'année témoin 2025.
Note 2 : Les MES 2025 comprennent 223,0 M\$ d'actifs incorporels et (25,8) M\$ de contributions internes.
Note 3 : Un suivi administratif a été déposé le 31 mai 2024.
Note 4 : Un suivi administratif a été déposé le 13 avril 2023.
Note 5 : Un suivi administratif a été déposé le 20 mai 2026.
Note 6 : Un suivi administratif a été déposé le 29 mai 2026.

- Par ailleurs, le Transporteur présente, au tableau suivant, les explications relatives aux écarts
- entre les mises en service réelles de l'année 2025 et celles autorisées selon la décision
- [D-2025-032](#).

Tableau 12
Comparaison des mises en service réelles de l'année 2025 à celles autorisées
selon la D-2025-032 (M\$)

Projets du Transporteur	Décision (1)	D-2025-032 (2)	Réel (3)	Écarts (4)	Explications (5)
1 Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		1 512,4	587,1	(925,3)	
2 Ligne à 320 kV et équipements au poste des Appalaches	D-2020-083	690,6	-	(690,6)	Report de la mise en service de décembre 2025 à janvier 2026.
3 Remplacement systèmes de conduite du réseau de transport d'électricité	D-2020-109	328,5	228,6	(99,9)	Les mises en service ont été revues et réparties de 2025 à 2027, avec une portion significative réalisée en 2025 comme prévu.
4 Autres - Mises en service projets - autorisation spécifique Régie		98,4	9,1	(89,3)	
5 Mises en service projets - autres		1 101,8	881,4	(220,5)	Principalement dû au report de mises en service de 2025 à 2026 et au devancement de mises en service de 2025 à 2024.
6 Total		2 614,2	1 468,4	(1 145,8)	

5.4 Retraits d'actifs

- Le tableau suivant présente les retraits d'actifs réels de 2025.

Tableau 13
Retraits d'actifs 2025 (M\$)

	D-2025-032	Réel	Écarts
Retraits de nature courante ¹	51,7	26,4	(25,3)
Autres Retraits ²	5,0	8,3	3,3
Total	56,7	34,7	(22,0)

¹ L'écart s'explique par le niveau de retraits sur mises en service plus bas que prévu.

² L'écart s'explique par les travaux de mise en conformité et de corroboration plus élevés que prévu.

6 Rendement sur la base de tarification

6.1 Coût moyen pondéré du capital réalisé en 2025

- Le calcul du coût moyen pondéré du capital réalisé pour l'année 2025 est présenté au tableau
- suivant.

Tableau 14
Coût moyen pondéré du capital 2025 (M\$)

	2025		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2025-032 (1)	Réel (2)	
1 Taux pondéré de la dette	3,447%	3,543%	0,096%
2 Coût moyen de la dette	4,924%	5,062%	0,138%
3 Structure de capital autorisée	70%	70%	
4 Taux pondéré des capitaux propres	2,460%	1,690%	-0,770%
5 Taux de rendement des capitaux propres	8,200%	5,632%	-2,568%
6 Structure de capital autorisée	30%	30%	
7 Coût moyen pondéré du capital	5,907%	5,233%	-0,674%

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

Tableau 15
Taux de rendement réel 2025

Résultat net réglementé pour les fins tarifaires ⁹	382,9 M\$
Frais financiers ¹⁰	+ 803,0 M\$
Résultat net réglementé avant frais financiers	1 185,9 M\$
Base de tarification (moyenne 13 soldes) ¹¹	22 661,3 M\$
Taux de rendement réel sur la base de tarification	5,233 %

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

⁹ HQT-2, Document 1, Tableau 2.

¹⁰ HQT-2, Document 1, Tableau 2.

¹¹ Tableau A1.4-1.

6.2 Coût moyen réel 2025 de la dette

- 1 Le coût moyen réel de la dette pour 2025 est présenté au tableau suivant :

Tableau 16
Coût moyen 2025 de la dette (M\$)

	2025		Écart (3) = (2) - (1)
	D-2025-022 (1)	Réalisé (2)	
Numérateur - Frais financiers¹	2 890	3 012	122
Intérêts nets sur dette à long terme	2 612	2 733	121
Frais de garantie	278	279	1
Dénominateur - Valeur ajustée de la dette et des swaps¹	58 687	59 502	815
Dette et instruments dérivés à long terme et dette à perpétuité	58 707	59 290	583
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	-322	-554	-232
Solde des radiations liées à la norme comptable 1650 de 2002	392	392	0
Solde des radiations liées aux nouvelles normes comptables de 2007	-13	-13	0
Solde des autres éléments non susceptibles d'avoir financé les actifs	-37	-37	0
Coût moyen de la dette	4,924%	5,062%	0,138%

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.

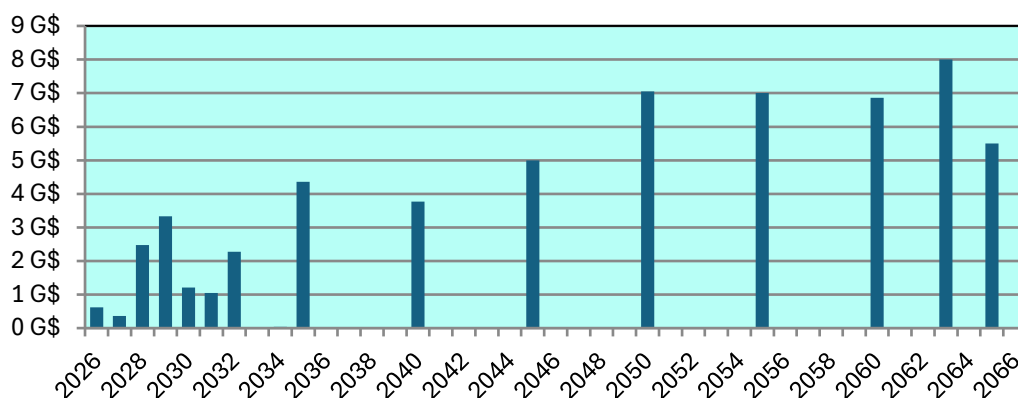
- 2 L'écart pour 2025 de 0,138 % entre le coût moyen de la dette réalisé et celui autorisé
3 s'explique par un effet de volume et de composition de la dette.
- 4 Pour l'essentiel, cet effet volume provient du rachat par anticipation de titres de dette
5 d'Hydro-Québec, qui n'avait pas été prévu initialement, dont le taux de coupon supérieur au
6 taux de marché actuel a donné lieu à une perte au rachat. Cet effet a été atténué par un
7 volume d'emprunt plus élevé que prévu à des taux inférieurs au coût moyen de la dette.

6.2.1 Description de la dette

- 8 Une proportion de 94 % de la totalité de la dette d'Hydro-Québec a été émise en dollars
9 canadiens alors que 6 % a été émise en dollars américains, cela en excluant la dette à
10 perpétuité. L'exposition au dollar américain a cependant été éliminée par des transactions de
11 couverture de telle sorte que, après couverture, 100 % de la dette était libellée en dollars
12 canadiens au 31 décembre 2025.

- 1 À la fin de 2025, 97 % des obligations et des billets à moyen terme portaient un taux fixe alors
- 2 que 3 % portaient un taux variable compte tenu de l'incidence des swaps transigés aux fins
- 3 de la gestion des risques à long terme.
- 4 La dette d'Hydro-Québec a une échéance moyenne de 23 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 2026 et 2027, les échéances totalisent respectivement 0,6 G\$
- 7 et 0,4 G\$ au taux de change historique. Le tableau suivant présente le détail des dettes
- 8 venant à échéance pour ces deux années.

Tableau 17
Dette arrivant à échéance en 2026 et 2027

Échéances 2026 (Dette obligataire garantie)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dette en cours en devise	Devise	Dette en cours au taux historique (en CAD)
393	6,270%	03-janv-96	05-janv-26	50 000 000	USD	67 705 000
4015	-	15-juil-98	16-janv-35	7 000 000	CAD	7 000 000 ¹
GF	8,875%	13-mars-86	02-mars-26	250 000 000	USD	269 754 085
GH	8,250%	30-avr-86	15-avr-26	250 000 000	USD	276 699 070
Total						621 158 155

Échéances 2027 (Dette obligataire garantie)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dette en cours en devise	Devise	Dette en cours au taux historique (en CAD)
GQ	8,250%	29-janv-87	15-janv-27	250 000 000	USD	315 989 365
4015	-	15-juil-98	18-janv-27	7 000 000	CAD	7 000 000 ¹
71	2,461%	02-mars-17	02-mars-27	15 000 000	CAD	15 000 000
275	9,500%	30-avr-92	30-avr-27	20 000 000	USD	23 908 000
Total						361 897 365

¹ Échéance partielle

6.3 Taux de rendement réel 2025 des capitaux propres

Tableau 18
Capitaux propres présumés

Base de tarification (en k\$) ¹²	22 661 254
x Portion capitaux propres de la structure du capital	<u>30 %</u>
Capitaux propres présumés (en k\$)	<u>6 798 376</u>

Tableau 19
Taux de rendement réel préliminaire des capitaux propres

	Avant partage	Après partage
Résultat net pour les fins tarifaires (en k\$) ¹³	382 854	382 854
Capitaux propres présumés (en k\$)	÷ <u>6 798 376</u>	÷ <u>6 798 376</u>
Taux de rendement réel des capitaux propres	<u>5,632 %</u>	<u>5,632 %</u>

¹² HQT-2, Document 2, Tableau A1.4-1.

¹³ HQT-2, Document 1, Tableau 2.

Annexe 1 Évolution de la base de tarification 2025

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		
	2024 (1)	2025 (2)	Variation (3) = (2) - (1)	2024 (4)	2025 (5)	Variation (6) = (5) - (4)
1 Immobilisations corporelles en exploitation	24 399,1	24 595,1	196,0	23 369,8	24 206,0	836,2
2 Postes	13 353,4	13 306,8	(46,6)	12 588,3	13 156,4	Note 1 568,2
3 Lignes	9 556,5	9 769,9	213,4	9 272,5	9 603,3	Note 2 330,8
4 Autres actifs de réseau	476,9	523,4	46,5	498,4	464,0	(34,4)
5 Actifs de soutien	334,4	323,1	(11,2)	338,2	329,5	(8,7)
6 Télécommunications	677,9	671,8	(6,1)	672,5	652,8	(19,7)
7 Actifs incorporels	541,1	741,5	200,4	546,1	551,3	5,3
8 Servitudes	477,1	479,9	2,8	473,9	478,9	4,9
9 Logiciels	60,3	256,7	196,4	66,9	67,7	0,9
10 Autres	3,7	5,0	1,2	5,3	4,7	(0,6)
11 Autres actifs	(2 692,1)	(2 622,7)	69,4	(2 481,5)	(2 655,1)	(173,6)
12 Actifs réglementaires	5,4	4,5	(0,9)	5,8	4,9	(0,9)
13 Contributions internes et autres	(2 697,5)	(2 627,3)	70,3	(2 487,4)	(2 660,0)	(172,7)
14 Fonds de roulement	496,6	622,1	125,5	447,8	559,1	111,3
15 Encaisse réglementaire	82,1	87,0	4,9	82,0	86,7	4,7
16 Matériaux, combustible et fournitures	368,5	468,6	100,1	324,5	422,0	97,5
17 Actifs stratégiques	46,0	66,5	20,5	41,2	50,4	9,1
18 Total	22 744,7	23 336,0	591,3	21 882,1	22 661,3	779,1
			2,6%			3,6%

Note 1: La variation est principalement due à la mise en service du projet Remplacement systèmes de conduite du réseau de transport d'électricité réalisée en 2025.

Note 2: La variation est principalement due à la mise en service du projet renforcement de la ligne 7004 à 735 kV du poste aux Outardes au poste des Laurentides réalisée en 2024 et 2025.

1.2 Contributions avec le Distributeur

Tableau A1.2-1¹⁴
Montants de l'actif « Contributions internes et autres » 2025 (M\$)

	31 déc. 2024 (1)	Mises en service (2)	Amortissement (3)	Retraits (4)	Autres (5)	31 déc. 2025 (6) = (1) à (5)
1 Contributions internes avec le Distributeur						
2 Village cri Waskaganish	(38,6)		2,2			(36,4)
3 Agrégation charges-ressources annuelle	(1 578,8)		52,5			(1 526,2)
4 Autres contributions						
5 - Travaux sur le réseau et activités de mesurage	14,2		(1,1)			13,1
6 - Autres	(66,2)	(21,3)	2,5			(85,0)
7 Total des contributions avec le Distributeur	(1 669,4)	(21,3)	56,1	-	-	(1 634,5)
8 Contributions internes avec le Producteur						
9 Raccordement des centrales du complexe la Romaine	(990,8)		26,9			(963,9)
10 Intégration Centrales Eastmain-1-A et La Sarcelle	(16,5)		0,8			(15,7)
11 Raccordement des centrales Chute-Allard et Rapides-des-Cœurs	(19,8)		1,2			(18,6)
12 Appalaches-Maine	-					-
13 Hertel-New-York	-					-
14 Autres	(1,6)	(4,5)	0,3			(5,8)
15 Total des contributions avec le Producteur	(1 028,7)	(4,5)	29,3	-	-	(1 003,9)
16 Total des contributions internes (ligne 7 et 15)	(2 698,1)	(25,8)	85,4	-	-	(2 638,5)
17 Autres actifs	0,6	11,9			(1,3)	11,2
18 Contributions internes et autres	(2 697,5)	(13,9)	85,4	-	(1,3)	(2 627,3)

- 1 Le Transporteur présente à l'annexe 2 l'évaluation de la contribution requise du Distributeur
- 2 par projet, pour le réel 2025.

¹⁴ Décision D-2026-008, [par. 259](#).

1.3 Fonds de roulement

Encaisse réglementaire

Tableau A1.3-1
Calcul de l'encaisse réglementaire au 31 décembre 2025 (M\$)

Description des variables	Dépenses réelles	Nbre de jours			Encaisse
	2025	Lead / Lag		Taux	
	(1)	(2)	(3)	(4) = ((3) / 365 jrs)	
1 Revenus		36,5			
2 Charges d'exploitation et d'entretien					
3 Salaires net	265,2	-17,07	19,43	5,32%	14,1
4 Remises gouvernementales	231,1	-24,82	11,68	3,20%	7,4
5 Autres dépenses	629,0	-34,23	2,27	0,62%	3,9
6 Taxes					
7 Taxe sur les services publics	111,0	121,67	158,17	43,33%	48,1
8 Taxes foncières	14,7	106,46	142,96	39,17%	5,7
9 Achats de services de transport	22,1	-30,21	6,29	1,72%	0,4
10 Effet de taxes à la consommation					7,4
11 Total de l'encaisse réglementaire					87,0

Actifs stratégiques

Tableau A1.3-2
Calcul du fonds de roulement d'actifs stratégiques pour l'année 2025 (M\$)

Catégories	Total au 31 décembre 2025		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 \$
	(A = C + E)	(B = D + F)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H = E x G)	(I = F x G)
1 Transformateurs de puissance	26	99,4	6	41,1	20	58,4	0,2	4	11,7
2 Inductances shunt	4	11,6	0	0,0	4	11,6	0,9	4	10,5
3 Disjoncteurs	198	40,8	123	25,3	75	15,5	0,7	53	10,9
4 Unités de mesures	507	13,4	284	6,2	223	7,2	0,5	112	3,6
5 Parafoudres	218	2,2	153	1,4	65	0,7	0,6	39	0,4
6 Total	953	167,5	566	73,9	387	93,5		211	37,1
7									
8									
9									
10									

Taux de rotation pour couvrir le risque de défaillance (I / F)	39,7%
(x) Total - moyenne 13 soldes	126,9
FDR - Actifs stratégiques	50,3

1.4 Base de tarification 2025

Tableau A1.4-1
Base de tarification – Année réelle 2025 (M\$)

	1er janvier 2025 Réel	31 janvier 2025 Réel	28 février 2025 Réel	31 mars 2025 Réel	30 avril 2025 Réel	31 mai 2025 Réel	30 juin 2025 Réel	31 juillet 2025 Réel	31 août 2025 Réel	30 septembre 2025 Réel	31 octobre 2025 Réel	30 novembre 2025 Réel	31 décembre 2025 Réel	Total 13 soldes	Moyenne 2025
Immobilisations corporelles en exploitation															
1 Postes	24 652,2	24 622,5	24 620,9	24 636,9	24 633,3	24 563,3	24 552,0	24 579,7	24 583,1	24 630,6	24 662,1	24 715,2	25 041,4	320 493,2	24 653,3
2 Lignes	14 597,2	14 590,2	14 591,0	14 613,3	14 609,3	14 665,6	14 723,5	14 744,3	14 763,5	14 796,7	14 845,8	14 924,9	14 972,4	191 437,6	14 726,0
3 Autres actifs de réseau	1 249,9	1 249,4	1 249,8	1 251,8	1 252,6	1 252,5	1 252,1	1 252,5	1 261,4	1 266,8	1 265,8	1 267,7	1 347,8	16 418,0	1 262,9
4 Actifs de soutien	615,3	617,2	618,1	620,3	622,8	624,4	626,7	616,5	617,8	619,1	620,2	621,8	622,2	8 062,2	620,2
5 Télécommunications	1 940,7	1 943,3	1 943,7	1 945,0	1 947,6	1 949,9	1 952,5	1 954,5	1 955,3	1 960,5	1 961,0	1 955,6	2 001,3	25 410,9	1 954,7
6 Total	43 055,4	43 022,6	43 023,4	43 067,2	43 065,6	43 055,6	43 106,9	43 147,5	43 181,0	43 273,7	43 354,9	43 483,2	43 985,1	561 821,9	43 217,1
7 Variations nettes	531,9	(32,8)	0,8	43,8	(1,6)	(10,0)	51,3	40,6	33,5	92,8	81,2	128,3	501,8	1 461,6	
8 Amortissement cumulé															
9 Postes	11 298,8	11 318,8	11 366,0	11 412,4	11 459,9	11 440,1	11 459,4	11 496,9	11 543,8	11 595,2	11 645,3	11 688,3	11 734,6	149 459,5	11 496,9
10 Lignes	5 040,7	5 050,5	5 066,0	5 081,4	5 096,8	5 112,5	5 127,2	5 137,1	5 151,3	5 164,4	5 177,9	5 186,2	5 202,5	66 594,6	5 122,7
11 Autres actifs de réseau	772,9	776,9	781,0	787,0	791,1	795,0	798,7	803,1	807,2	812,3	816,3	820,4	824,4	10 386,5	799,0
12 Actifs de soutien	281,0	283,6	286,2	288,7	291,3	293,9	296,5	298,4	299,6	299,6	297,1	299,0	299,0	3 778,6	290,7
13 Télécommunications	1 262,9	1 269,8	1 276,7	1 283,6	1 290,5	1 297,4	1 304,3	1 311,2	1 318,2	1 325,1	1 332,0	1 339,1	1 346,1	16 925,1	1 301,9
14 Total	18 656,3	18 699,6	18 775,9	18 853,1	18 929,6	18 938,9	18 986,2	19 034,8	19 109,6	19 188,6	19 265,8	19 316,2	19 389,9	247 144,3	19 011,1
15 Valeur nette															
16 Postes	13 353,4	13 303,7	13 254,8	13 224,5	13 173,5	13 123,2	13 092,6	13 082,8	13 039,3	13 035,4	13 016,8	13 026,9	13 306,8	171 033,8	13 156,4
17 Lignes	9 556,5	9 539,7	9 525,0	9 531,9	9 512,4	9 551,1	9 596,3	9 607,2	9 612,1	9 632,3	9 667,8	9 738,7	9 769,9	124 842,9	9 603,3
18 Autres actifs de réseau	476,9	472,5	468,8	464,7	461,5	457,5	453,3	449,4	454,2	454,5	449,5	445,3	523,4	6 031,5	464,0
19 Actifs de soutien	334,4	333,6	331,9	331,6	331,4	330,5	330,2	330,1	328,8	327,5	325,9	324,7	323,1	4 283,6	329,5
20 Télécommunications	677,9	673,5	667,0	661,5	657,2	652,5	648,2	643,3	637,1	635,5	629,0	631,5	671,8	8 485,8	652,8
21 Total	24 399,1	24 323,0	24 247,5	24 214,1	24 136,0	24 116,7	24 120,7	24 112,7	24 071,4	24 085,2	24 085,1	24 167,0	24 595,1	314 677,6	24 206,0
22 Actifs incorporels (Détail page suivante)															
23 Valeur d'acquisition	1 167,6	1 167,8	1 167,8	1 169,1	1 170,4	1 171,4	1 174,1	1 175,0	1 175,0	1 175,0	1 175,2	1 175,0	1 390,7	15 454,0	1 188,8
24 Amortissement cumulé	626,5	628,5	630,5	632,5	634,5	636,5	638,4	638,1	640,1	642,1	644,0	645,9	649,2	8 286,8	637,4
25 Valeur nette	541,1	539,3	537,3	536,6	535,9	534,9	535,6	536,9	534,9	532,9	531,2	529,1	741,5	7 167,2	551,3
26 Autres actifs															
27 Actifs réglementaires	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0	4,8	4,9	4,8	4,8	4,8	4,7	4,6	4,5	63,8	4,9
28 Contributions internes et autres	(2 697,5)	(2 691,0)	(2 683,9)	(2 676,8)	(2 669,7)	(2 662,6)	(2 655,6)	(2 656,6)	(2 649,7)	(2 642,8)	(2 636,9)	(2 630,0)	(2 622,7)	(34 580,4)	(2 660,0)
29 Total	(2 692,1)	(2 685,7)	(2 678,7)	(2 671,8)	(2 664,8)	(2 657,8)	(2 650,7)	(2 651,8)	(2 644,9)	(2 638,0)	(2 632,2)	(2 625,3)	(2 618,2)	(34 516,6)	(2 655,1)
30 Fonds de roulement															
31 Encaisse réglementaire	82,1	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	87,0	1 126,5	86,7
32 Matériaux, combustible et fournitures	368,5	393,8	395,4	398,2	394,5	397,2	414,1	434,2	452,5	462,7	456,5	450,5	468,6	5 486,5	422,0
33 Actifs stratégiques	45,3	44,0	45,3	48,4	48,5	49,4	51,3	46,6	45,3	51,8	58,3	54,3	66,5	655,1	50,4
34 Total	495,9	524,8	527,7	533,7	530,0	533,6	552,5	567,8	584,9	601,5	601,8	591,8	622,1	7 266,1	559,1
35 TOTAL DE LA BASE DE TARIFICATION	22 744,0	22 701,4	22 633,7	22 612,7	22 537,1	22 527,4	22 558,1	22 565,6	22 546,3	22 581,5	22 590,0	22 662,6	23 336,0	294 596,3	22 661,3

Tableau A1.4-1 (Suite)
Base de tarification – Année réelle 2025 (M\$)
(Détail des actifs incorporels)

ACTIFS INCORPORELS	1er janvier 2025 Réel	31 janvier 2025 Réel	28 février 2025 Réel	31 mars 2025 Réel	30 avril 2018 Réel	31 mai 2025 Réel	30 juin 2025 Réel	31 juillet 2025 Réel	31 août 2025 Réel	30 septembre 2025 Réel	31 octobre 2025 Réel	30 novembre 2025 Réel	31 décembre 2025 Réel	Total 13 soldes	Moyenne 2025
Coût d'origine															
1 Servitudes	567,0	567,2	567,2	567,3	568,6	569,6	569,7	570,7	570,7	570,7	570,9	570,7	570,7	7 401,0	569,3
2 Logiciels	596,8	596,8	596,8	596,8	596,8	599,3	599,3	599,3	599,3	599,3	599,3	599,3	599,3	815,0	614,8
3 Autres	3,7	3,7	3,7	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	61,1	4,7
4 Total	1 167,6	1 167,8	1 167,8	1 169,1	1 170,4	1 171,4	1 174,1	1 175,0	1 175,0	1 175,0	1 175,2	1 175,0	1 390,7	15 454,0	1 188,8
5 Variations nettes	6,1	0,2	0,0	1,3	1,3	1,0	2,7	0,9	0,0	0,0	0,2	(0,2)	215,7	229,2	
6 Amortissement cumulé															
7 Servitudes	90,0	90,0	90,1	90,2	90,3	90,3	90,4	90,5	90,6	90,6	90,7	90,8	90,9	1 175,5	90,4
8 Logiciels	536,5	538,5	540,4	542,3	544,2	546,1	548,0	547,6	549,5	551,4	553,3	555,1	558,3	7 111,3	547,0
9 Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10 Total	626,5	628,5	630,5	632,5	634,5	636,5	638,4	638,1	640,1	642,1	644,0	645,9	649,2	8 286,8	637,4
11 Valeur nette															
12 Servitudes	477,1	477,2	477,1	477,1	478,3	479,3	479,3	480,2	480,1	480,0	480,2	479,9	479,9	6 225,6	478,9
13 Logiciels	60,3	58,4	56,5	54,5	52,6	50,7	51,3	51,7	49,8	47,9	46,0	44,2	256,7	880,5	67,7
14 Autres	3,7	3,7	3,7	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	61,1	4,7
15 Total	541,1	539,3	537,3	536,6	535,9	534,9	535,6	536,9	534,9	532,9	531,2	529,1	741,5	7 167,2	561,3

Annexe 2 Contribution requise du Distributeur par projet : Réelle 2025 et autorisée par la décision D-2025-032

- 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-4270-2024 Phase 2 et autorisée par la décision
- 4 D-2025-032 ;
- 5 • Le tableau A2-2 reflète l'évaluation de la contribution réelle requise pour l'année 2025.

Tableau A2-1
Évaluation de la contribution requise du Distributeur pour l'année 2025
(Dossier R-4270-2024 Phase 2 - Décision D-2025-032)

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 2024	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2022-003	Renforcement du réseau de transport du Saguenay-Lac-Saint-Jean – Ajout d'une section de transformation à 735-161 kV au poste de la Chamouchouane			0,4	(0,4)
D-2022-096	Renforcement du réseau à 315 kV de l'Est de l'Île de Montréal			43,8	(43,8)
-65 M\$	Poste Chaudière - Ajout d'un 2e transformateur et conversion 69 à 120kV			1,9	(1,9)
-65 M\$	Ligne 1328 - Rehaussement thermique			0,0	(0,0)
-65 M\$	Poste de Mont-Royal à 120-25-12 kV - Addition du 4e transformateur	40,7	24,8	28,0	(3,2)
-65 M\$	Poste Némiscau - Augmentation de la capacité du réseau 69			18,3	(18,3)
-65 M\$	Poste plessisville - Ajout 3e transformateur au poste	37,7	23,0	18,0	5,0
-65 M\$	Poste St-Évariste - Nouveau départ 25 kV	0,4	0,2	1,5	(1,3)
-65 M\$	Raccordement de clients du Distributeur	388,3	238,5	128,1	110,4
-65 M\$	Projets < 5 M\$	6,4	3,9	1,6	2,3
	Total	473,5	290,5	241,6	48,9
RESSOURCES					
D-2010-165	2e AO éolien 2005-03			9,4	
	Seigneurie de Beauré 2 & 3			9,4	
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02			-	
	Total Ressources			9,4	(9,4)
	Total Charges + Ressources	473,5	290,5	251,0	39,5
Plus 19% pour les coûts d'exploitation et d'entretien					N/A
Contribution requise du Distributeur					N/A

Tableau A2-2
Évaluation de la contribution réelle du Distributeur pour l'année 2025

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 2025	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
D-2016-130	Ligne Grand-Brûlé- dérivation St-Sauveur			0,0	(0,0)
D-2022-003	Renforcement du réseau de transport du Saguenay-Lac-Saint-Jean – Ajout d'une section de transformation à 735-161 kV au poste de la Chamouchouane			1,1	(1,1)
D-2022-096	Renforcement du réseau à 315 kV de l'Est de l'Île de Montréal			18,2	(18,2)
-250 M\$	Ligne 1489 Montérégie - Sainte-Rosalie			3,7	(3,7)
-250 M\$	Poste Chaudière - Ajout d'un 2e transformateur et conversion 69 à 120kV			1,1	(1,1)
-250 M\$	Poste Saraguay - Raccordement L3049 (volet croissance)			0,2	(0,2)
-250 M\$	Poste Mont-Royal 120-25-12 kV - Ajout 4e transformateur	13,2	8,1	23,3	(15,3)
-250 M\$	Raccordements de clients du Distributeur	325,5	198,6	90,5	108,1
< 10 M\$	Projets < 10 M\$	43,8	26,8	7,7	19,1
	Total	382,5	233,5	145,9	87,6
RESSOURCES					
	Total Ressources				
	Total Charges + Ressources	382,5	233,5	145,9	87,6
Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien					N/A
Contribution requise du Distributeur					N/A

Tableau A2-3
Ventilation des écarts entre l'évaluation de la contribution et la contribution réelle requise du Distributeur pour l'année 2025

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 - Déc 2025	Écart entre l'allocation max. et les coûts
		MW	en M\$	en M\$	en M\$
CHARGES LOCALES					
D-2016-130	Ligne Grand-Brûlé - dérivation St-Sauveur	N/A	0,0	0,0	0,0
D-2022-003	Renforcement du réseau de transport du Saguenay–Lac-Saint-Jean – Ajout d'une section de transformation à 735-161 kV au poste de la Chamouchouane	N/A	0,0	0,7	(0,7)
D-2022-096	Renforcement du réseau à 315 kV de l'Est de l'Île de Montréal	N/A	0,0	(25,6)	25,6
-250 M\$	Ligne 1489 Montérégie - Sainte-Rosalie	N/A	0,0	3,7	(3,7)
-250 M\$	Poste Chaudière - Ajout 2e transformateur et conversion 69 à 120kV	N/A	0,0	(0,8)	0,8
-250 M\$	Poste Saraguay - Raccordement L3049 (volet croissance)	N/A	0,0	0,2	(0,2)
-250 M\$	Poste Mont-Royal 120-25-12 kV - Ajout 4e transformateur	(27,5)	(16,7)	(4,6)	(12,1)
-250 M\$	Poste Nemiscau - Augmentation de la capacité du réseau 69	N/A	0,0	(18,3)	18,3
-250 M\$	Poste Plessisville - Ajout 3e transformateur	(37,7)	(23,0)	(18,0)	(5,0)
-250 M\$	Poste St-Évariste - Nouveau départ de ligne 25 kV	(0,4)	(0,2)	(1,5)	1,3
-10 M\$	Projets < 10 M\$	37,4	22,9	6,2	16,7
- 250 M\$	Raccordements de clients du Distributeur	(62,8)	(39,9)	(37,6)	(2,3)
	Total	(91,0)	(56,9)	(95,6)	38,7
RESSOURCES					
D-2014-045	3e AO éolien 2009-02			(9,4)	
	Seigneurie de Beaupré 2 & 3	N/A	0,0	(9,4)	
	Total Ressources			(9,4)	9,4
	Total Charges + Ressources	(91,0)	(56,9)	(105,0)	48,1
	Plus 19% pour les frais d'exploitation et d'entretien				N/A
	Écart entre évaluation et contribution réelle requise du Distributeur				48,1

- 1 La contribution réelle du Distributeur pour les projets d'investissement liés à la croissance de
- 2 la charge locale et mis en service en 2025 est nulle, telle que présentée dans le dossier
- 3 tarifaire R-4270-2024 Phase 2. En revanche, le montant total de l'écart entre l'allocation du
- 4 Transporteur et les coûts associés aux projets de charges et de ressources est passé
- 5 de 39,5 M\$ à 87,6 M\$, soit un écart de 48,1 M\$.

Annexe 3 Volumétrie des clés de répartition

- 1 Les tableaux suivants présentent les clés de répartition utilisées pour les activités de la chaîne de valeur, ainsi que les activités de
- 2 soutien :

Tableau A3-1
Évolution de la volumétrie des clés de répartition du coûts complet
des activités de la chaîne de valeur

			D-2025-032			Année réelle 2025			Réel 2025 vs D-2025-032	
	Clés de répartition	Unités de mesure	Transport	Total	% Transport / Total	Transport	Total	% Transport / Total	Transport	% Transport Total
1	Élaborer des stratégies Ventes à l'exportation et développement de marchés	Attribution directe s.o.								
2	Concevoir et construire Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	Valeur nette des immobilisations corporelles en exploitation G\$	26,6	69,2	38%	24,9	67,3	37%	0,0	-2%
3	Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	Heures projet Hres	47 977	59 829	80%	56 868	79 945	71%	8 891	-9%
4		Attribution directe s.o.								
5	Expertise et soutien technique aux opérations Expertise	Valeur nette des immobilisations corporelles en exploitation G\$	26,6	69,2	38%	24,9	67,3	37%	0,0	-2%
6	Soutien technique en maintenance	Valeur des coûts de maintenance aux charges M\$	436,5	1 272,6	34%	451,8	1 202,6	38%	15,3	3%
7	Exploiter et commercialiser Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux									
8	Conformité et fiabilité	Nombre de normes et exigences Nbre	401	557	72%	450	666	68%	49	-4%
9	Conduite du réseau	Points BDD pondérés %	51%	100%	51%	52%	100%	52%	2%	2%
10	Opération et maintenance Maintenance directe	Attribution directe s.o.								
11	Support opération et maintenance	Heures de réalisation des travaux Hres	1 816 460	5 642 112	32%	1 834 980	5 726 414	32%	18 520	0%
12	Maîtrise de la végétation	Attribution directe s.o.								
13	Mesurage	Dollars de contrats végétation M\$	65,5	223,4	29%	54,2	231,4	23%	-11,2	-6%
		Attribution directe s.o.								

Tableau A3-2
Volumétrie des clés de répartition des activités de soutien vers les activités de la chaîne de valeur pour l'année autorisée 2025

	Élaborer des stratégies	Concevoir et construire				Exploiter et commercialiser					Autres activités de la chaîne de valeur	D-2025-032	
		Ventes à l'exportation et développement de marchés	Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	Expertise et soutien technique aux opérations		Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux		Opération et maintenance				
					Expertise	Soutien technique en maintenance	Conduite du réseau	Conformité et fiabilité	Maintenance directe	Support opération et maintenance			Maîtrise de la végétation
1 Technologies numériques													
2 Postes de travail													
3 Nombre d'ETC	185	130	589	1 137	729	1 238	53	-	5 808	191	2 821	12 881	
4 Télécommunications de réseau d'énergie													
5 Capacité de bande passante en Mbps	1 000	-	-	-	-	21 436	914	-	4 659	155	386	28 550	
6 Produits d'exploitation													
7 Proportion du nombre de services de technologies numériques utilisés	889	-	-	3 007	1 930	12 204	520	-	19 313	639	28 539	67 041	
8 Services de développement													
9 Coûts par projet (attribution directe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
10 Services partagés													
11 Immobilier													
12 Nombre de mètres carrés	10 921	321	1 147	5 261	3 376	2 128	91	-	158 567	5 255	14 590	201 657	
13 Nombre d'effectifs desservis	189	129	505	993	637	786	34	-	2 968	97	2 488	8 826	
14 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15 Transport													
16 Nombre de passagers par miles parcourus	6 856	28 625	141 649	1 300 892	834 901	1 631 766	69 557	-	12 759 944	422 835	1 066 366	18 263 390	
17 Véhicules	14	0	22	221	142	361	15	-	18 100	600	1 833	21 309	
18 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
19 Alimentation et hébergement													
20 Nombre de nuitées	-	513	72	5 570	3 574	10 793	460	-	106 018	3 513	8 302	138 815	
21 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
22 Gestion du matériel													
23 Nombre de transactions-magasin	7 919	1 304	2 102	8 123	5 213	6 775	289	-	513 811	17 027	68 034	630 598	
24 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
25 Service industriel													
26 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
27 Soutien administratif													
28 Pourcentage d'effort par personne	-	-	-	1,64%	1,05%	6,46%	0,28%	-	55,24%	1,83%	22,53%	89,03%	
29 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
30 Environnement													
31 Coûts estimés (attribution directe)	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	0	
32 Santé et sécurité au travail													
33 Nombre d'ETC	185	130	589	1 137	729	1 238	53	-	5 808	191	2 821	12 882	
34 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
35 Services corporatifs													
36 Finances													
37 Pourcentage d'effort par personne en fonction des activités	0,15%	0,46%	1,67%	16,80%	10,78%	3,01%	0,13%	-	22,24%	0,74%	8,64%	64,62%	
38 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
39 Sécurité corporative													
40 Nombre d'ETC et niveau de sécurité	0,58%	0,41%	1,85%	3,57%	2,29%	3,89%	0,17%	-	43,01%	0,60%	8,87%	65,24%	
41 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
42 Talents et culture													
43 Nombre d'ETC	185	130	589	1 137	729	1 238	53	-	5 808	191	2 821	12 882	
44 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
45 Approvisionnement stratégique													
46 Dollars d'engagement (M\$)	27,6	10,6	32,6	26,9	17,3	2,2	0,1	-	624,0	20,7	276,6	1 038,6	
47 Affaires juridiques et réglementaires													
48 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
49 Planification stratégique													
50 Nombre d'ETC	165	130	589	1 137	729	1 238	53	-	5 808	191	2 821	12 861	
51 Gestion intégrée des risques de l'entreprise et Valorisation des stratégies d'affaires													
52 Pourcentage d'effort par personne	30,22%	2,62%	8,32%	0,23%	0,14%	4,67%	0,20%	-	2,18%	0,07%	9,44%	58,10%	
53 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
54 Développement durable, relations avec les communautés et communications													
55 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
56 Innovation													
57 Nombre d'heures (attribution directe)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
58 Construction													
59 Attribution directe	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tableau A3-3
Volumétrie des clés de répartition des activités de soutien vers les activités de la chaîne de valeur pour l'année réelle 2025

		Élaborer des stratégies	Concevoir et construire				Exploiter et commercialiser				Autres activités de la chaîne de valeur	Réel 2025	
			Gestion des actifs et planification du portefeuille d'investissements	Conception et évolution du système énergétique et infrastructures	Expertise et soutien technique aux opérations		Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation des réseaux		Opération et maintenance				
					Expertise	Soutien technique en maintenance	Conduite du réseau	Conformité et fiabilité	Maintenance directe	Support opération et maintenance			Maîtrise de la végétation
1	Technologies numériques												
2	Postes de travail												
3	Nombre d'ETC	196	156	484	1 354	650	1 251	57	-	5 816	190	2 852	
4	Télécommunications de réseau d'énergie												
5	Capacité de bande passante en Mbps	4 000	-	-	-	-	23 288	1 062	-	7 600	248	-	
6	Produits d'exploitation												
7	Proportion du nombre de services de technologies numériques utilisés	1 053	-	287	1 736	1 013	18 969	865	-	26 504	866	32 801	
8	Services de développement												
9	Coûts par projet (attribution directe)												
10	Services partagés												
11	Immobilier												
12	Nombre de mètres carrés	11 029	2	1 174	6 471	2 259	2 251	103	-	170 562	5 573	15 720	
13	Nombre d'effectifs desservis	166	163	494	1 348	641	898	41	-	3 030	99	2 817	
14	Attribution directe												
15	Transport												
16	Nombre de passagers par miles parcourus	58 382	50 428	166 284	1 649 379	885 565	1 673 979	14 406	29 827	15 886 017	173 734	553 712	
17	Véhicules	4	-	1	531	230	626	29	-	26 019	850	1 726	
18	Attribution directe												
19	Alimentation et hébergement												
20	Nombre de nuitées			335	8 221	4 396	13 258	605	-	140 325	4 585	-	
21	Attribution directe												
22	Gestion du matériel												
23	Nombre de transactions-magasin	5 852	7 969	-	10 507	5 020	6 938	316	-	598 586	19 559	43 105	
24	Attribution directe												
25	Service industriel												
26	Attribution directe												
27	Soutien administratif												
28	Pourcentage d'effort par personne		2,26%	3,92%	1,19%	0,51%	5,93%	0,27%	-	54,11%	1,77%	18,48%	
29	Attribution directe												
30	Environnement												
31	Coûts estimés (attribution directe)												
32	Santé et sécurité au travail												
33	Nombre d'ETC	196	156	484	1 354	650	1 251	57	-	5 815	190	2 852	
34	Attribution directe												
35	Services corporatifs												
36	Finances												
37	Pourcentage d'effort par personne en fonction des activités	0,63%	0,34%	1,44%	17,90%	10,10%	2,93%	0,13%	-	19,99%	0,65%	8,61%	
38	Attribution directe												
39	Sécurité corporative												
40	Nombre d'ETC et niveau de sécurité	0,61%	0,48%	1,49%	4,17%	2,00%	6,16%	0,28%	-	34,69%	0,59%	8,79%	
41	Attribution directe												
42	Talents et culture												
43	Nombre d'ETC	196	156	484	1 354	650	1 251	57	-	5 816	190	2 852	
44	Attribution directe												
45	Approvisionnement stratégique												
46	Dollars d'engagement (M\$)	8,0	15,3	40,8	28,3	9,4	-	0,2	-	568,6	18,6	234,5	
47	Affaires juridiques et réglementaires												
48	Attribution directe												
49	Planification stratégique												
50	Nombre d'ETC	196	156	484	1 354	650	1 251	57	-	5 816	190	2 852	
51	Gestion intégrée des risques de l'entreprise et Valorisation des stratégies d'affaires												
52	Pourcentage d'effort par personne	15,54%	9,54%	18,80%			5,21%	0,24%		6,33%	0,21%	11,44%	
53	Développement durable, relations avec les communautés et communications												
54	Attribution directe												
55	Innovation												
56	Nombre d'heures (attribution directe)												
57	Construction												
58	Attribution directe												