



## LE BULLETIN TRIMESTRIEL

Troisième trimestre 2025

### RÉSULTATS FINANCIERS

## Chiffres clés du trimestre

**553 M\$**

Bénéfice net

**36,8 TWh**

**3 002 M\$**

Ventes d'électricité  
au Québec

**2,7 TWh**

**365 M\$**

Ventes d'électricité  
hors Québec

**2 272 M\$**

Investissements

## Trois premiers trimestres de 2025

**2 830 M\$**

Bénéfice net

**134,7 TWh**

**11 065 M\$**

Ventes d'électricité  
au Québec

**9,4 TWh**

**1 426 M\$**

Ventes d'électricité  
hors Québec

**5 564 M\$**

Investissements

# ANALYSE PAR LA DIRECTION

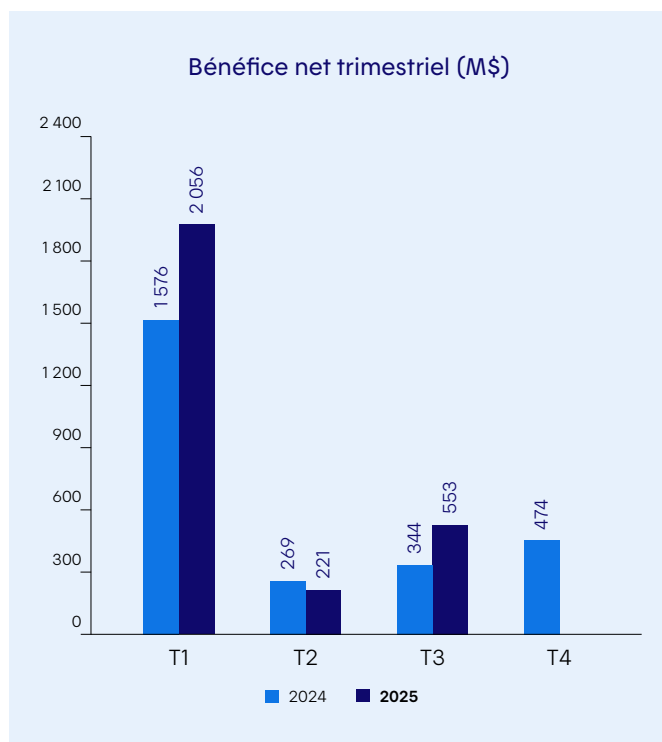
## Fait saillant : exportations d'électricité

En misant sur une gestion proactive et flexible de ses ressources hydrauliques et sur la fiabilité et le bon fonctionnement de ses équipements de production et de transport, Hydro-Québec a pu tirer parti des conditions avantageuses du marché au premier trimestre. Ainsi, elle a augmenté ses exportations d'électricité afin de bénéficier des prix élevés découlant de la forte demande. Aux trimestres suivants, compte tenu de la baisse des prix liée à la fin de l'hiver, elle a plutôt opté pour une stratégie axée sur des achats accrus afin de reconstituer une partie de ses réserves énergétiques dans un contexte de faible hydraulité qui perdure depuis 2023. Elle a donc terminé les trois premiers trimestres en générant des produits nets importants, et ce, avec des apports positifs de 2 TWh en ce qui concerne le niveau d'eau des réservoirs, ce qui a permis d'atténuer l'impact de la faible hydraulité.

## Résultats trimestriels

Au troisième trimestre de 2025, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec a atteint 553 M\$, soit 209 M\$ de plus que celui de 344 M\$ enregistré à la même période de l'an dernier.

Cet accroissement est surtout attribuable au gain de 256 M\$ comptabilisé lors de la cession du placement d'Hydro-Québec dans Innergex énergie renouvelable inc. Il s'explique également par une progression de 85 M\$ des ventes d'électricité au Québec, par suite essentiellement de l'indexation des tarifs le 1<sup>er</sup> avril 2025, ainsi que par un écart favorable de 140 M\$ découlant de la réévaluation à la hausse des obligations liées à la mise hors service des installations nucléaires de Gentilly-2 en 2024. Ces éléments positifs ont toutefois été atténués par la gestion prudente des réservoirs, ayant entraîné une diminution de 112 M\$ des ventes d'électricité sur les marchés hors Québec ainsi qu'une hausse de 141 M\$ des achats d'électricité, qui résulte principalement d'une augmentation des approvisionnements liée aux activités d'exportation, dans un contexte persistant de faible hydraulité.



## Sommaire des résultats des trois premiers trimestres

Dans un contexte marqué par des températures froides dans l'ensemble des marchés au premier trimestre, Hydro-Québec a enregistré un **bénéfice net** de 2 830 M\$ pour les neuf premiers mois de 2025. Il s'agit d'une progression de 641 M\$ par rapport au bénéfice de 2 189 M\$ inscrit à la même période de 2024.

Cette nette augmentation s'explique surtout par un bond de 1 032 M\$ des ventes d'électricité. Au Québec, les températures plus froides de l'hiver 2024-2025 comparativement à l'an dernier ainsi que l'indexation des tarifs les 1<sup>ers</sup> avril 2024 et 2025 ont fortement contribué à la croissance de 790 M\$ des produits afférents. Sur les marchés hors Québec, les conditions climatiques observées au premier trimestre se sont traduites par une montée généralisée des prix de l'énergie. Hydro-Québec a pu bénéficier de cette hausse grâce à l'exécution judicieuse de sa stratégie de commercialisation qui lui a permis de maximiser l'apport des exportations. Ainsi, les ventes hors Québec se sont accrues de 242 M\$ par rapport aux trois premiers trimestres de 2024. Ces éléments favorables, conjugués au gain de 256 M\$ lié à la cession du placement dans Innergex énergie renouvelable inc., ont toutefois été atténués par une hausse de 553 M\$ des achats d'électricité, surtout attribuable à un accroissement des achats à court terme sur les marchés.

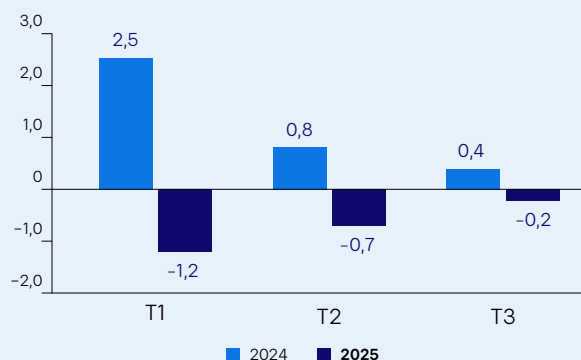
## Résultats consolidés des trois premiers trimestres

Les **produits** ont totalisé 13 253 M\$, soit un bond de 1 401 M\$ comparativement à ceux de 11 852 M\$ inscrits pour les trois premiers trimestres de 2024.

Au Québec, les ventes ont rapporté 790 M\$ de plus qu'à la même période de l'exercice précédent, où elles avaient atteint 10 275 M\$. D'une part, l'effet des températures, principalement celles de l'hiver 2024-2025 qui ont été plus froides que l'an dernier, a donné lieu à une progression des ventes de 4,6 TWh ou 415 M\$. Étant donné que le chauffage représente la grande majorité de la consommation d'électricité durant les mois d'hiver, toute fluctuation à la baisse des températures pendant cette période a nécessairement un impact positif sur le volume des ventes d'électricité et les produits afférents. Cet impact s'est surtout fait sentir durant les mois de janvier et février, où les températures ont été, en moyenne, inférieures de respectivement 3 °C et 5 °C à celles de 2024. D'autre part, l'indexation des tarifs les 1<sup>ers</sup> avril 2024 et 2025 a conduit à une croissance de 324 M\$ des produits. Rappelons que le taux d'indexation des tarifs domestiques au 1<sup>er</sup> avril 2025, soit ceux applicables aux clientèles résidentielle et agricole, a été plafonné à 3 %, alors que les tarifs d'affaires ont augmenté de 3,6 %, à l'exception du tarif industriel de grande puissance (tarif L), dont la hausse a été de 1,7 %.

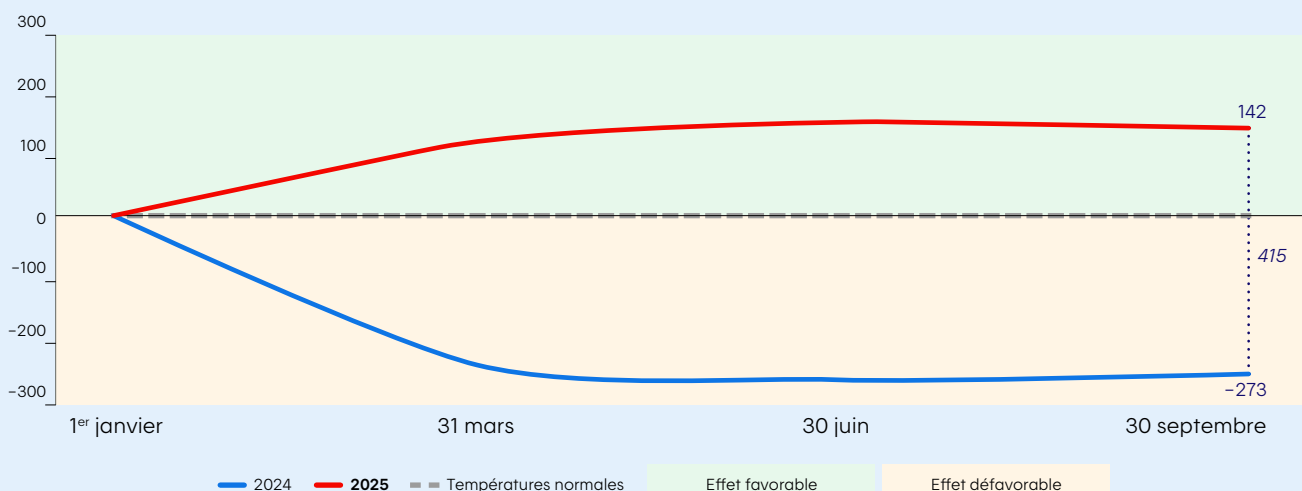
En ce qui a trait aux ventes d'électricité sur les marchés externes, elles se sont établies à 1 426 M\$, soit 242 M\$ de plus que celles de 1 184 M\$ enregistrées à la même période de 2024. Grâce à sa stratégie de commercialisation ainsi qu'à la fiabilité et au bon fonctionnement de ses équipements de production et de transport, Hydro-Québec a pu saisir des occasions d'affaires intéressantes durant l'hiver, ce qui a donné lieu à une augmentation notable des produits des ventes hors Québec.

Écarts des températures réelles  
par rapport aux températures normales –  
Montréal et Québec (°C)

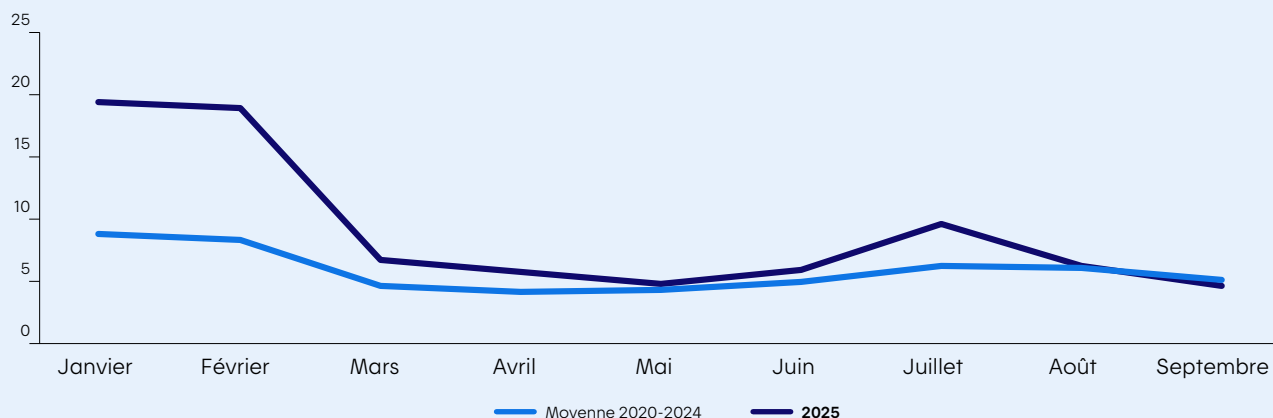


En effet, les températures dans le nord-est des États-Unis ont suivi la même tendance qu'au Québec et ont été plus froides que l'an dernier. Cette situation a mené à une demande accrue en énergie qui a entraîné une hausse marquée des prix sur les marchés, notamment en Nouvelle-Angleterre, l'un des principaux marchés d'exportation de l'entreprise. Rappelons que, en raison des apports en eau inférieurs à la normale depuis 2023, Hydro-Québec poursuit une gestion prudente et dynamique de ses grands réservoirs et a donc réduit son volume d'exportation depuis le deuxième trimestre. Ce dernier a été inférieur à celui de la période comparative. Ainsi, le volume de 9,4 TWh, pour les neuf premiers mois de l'exercice, demeure bien en-deça de la moyenne des dix années ayant précédé la période actuelle caractérisée par une faible hydraulité.

Effet cumulatif sur les ventes d'électricité au Québec des températures réelles  
par rapport aux températures normales (M\$)



### Évolution des prix de l'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre (¢/kWh<sup>a)</sup>)



a) Moyennes mensuelles des prix horaires de l'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre (Mass Hub – ISO-NE)

Les **charges totales** ont atteint 8 461 M\$, soit 643 M\$ de plus que celles de 7 818 M\$ inscrites à la période correspondante de 2024.

D'abord, les charges d'exploitation ont augmenté de 60 M\$ en raison notamment de la croissance des activités visant à améliorer la qualité et la fiabilité du service, conformément aux priorités énoncées dans le *Plan d'action 2035* de l'entreprise. Ces activités incluent, entre autres, les travaux d'entretien et de maintenance du réseau. L'accroissement des charges s'explique également par l'indexation des salaires et l'incidence de l'inflation sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement. Ces facteurs ont toutefois été atténués par la comptabilisation d'un ajustement défavorable en 2024 par suite de la réévaluation à la hausse des obligations liées à la mise hors service des installations nucléaires de Gentilly-2.

Les achats d'électricité, quant à eux, se sont accrus de 553 M\$. En effet, les approvisionnements dans le cadre des activités d'exportation ont augmenté de 364 M\$, tandis que les achats à court terme sur les marchés, visant à répondre aux besoins ponctuels du Québec durant l'hiver 2024-2025, ont fait un bond de 114 M\$. Étant donné la douceur de l'hiver précédent, ces achats avaient été beaucoup plus limités l'an dernier. En ce qui concerne les approvisionnements en énergie éolienne, ils ont progressé de 100 M\$ sous l'effet principalement de la hausse de la production des installations sous contrat.

Les **frais financiers** ont totalisé 1 962 M\$, soit 117 M\$ de plus que ceux de 1 845 M\$ inscrits un an plus tôt. Cette majoration s'explique principalement par l'impact des nouvelles émissions de dettes sur la charge d'intérêts, compte tenu de l'augmentation du programme d'emprunt lié aux activités d'investissement prévues dans le *Plan d'action 2035*.

### Investissements

Les investissements des neuf premiers mois de 2025 ont totalisé 5 564 M\$, comparativement à 4 567 M\$ à la même période de 2024. Ils sont composés principalement de ceux en immobilisations corporelles et incorporelles, ainsi que de ceux dans les actifs réglementaires ayant trait notamment aux coûts liés aux initiatives en efficacité énergétique et en gestion de la demande de puissance, de même que de ceux liés à la maîtrise de la végétation. Cette augmentation de plus de 20 % se rapporte à plusieurs priorités du *Plan d'action 2035*. Elle découle de la volonté de l'entreprise d'investir de manière soutenue non seulement dans ses installations de production, de transport et de distribution afin d'offrir un service fiable et de grande qualité, mais également dans l'accompagnement de la clientèle pour l'aider à mieux consommer l'énergie et à réaliser des économies intéressantes sur sa facture d'électricité. Notons qu'à ces sommes s'ajoutent les investissements directs réalisés par les partenaires externes d'Hydro-Québec, notamment en développement éolien, ainsi que les investissements en efficacité énergétique assumés par les clients et clientes dans le cadre de l'important écosystème énergétique où les activités de l'entreprise s'inscrivent. Ensemble, ces investissements jouent un rôle important dans le soutien de l'économie québécoise.

En ce qui concerne plus précisément les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles, ils se sont établis à 4 648 M\$ pour les neuf premiers mois de 2025, comparativement à 4 274 M\$ un an plus tôt.

Les investissements en immobilisations consacrés à la pérennisation des actifs ont atteint 2 924 M\$. En effet, Hydro-Québec a, entre autres, continué d'investir dans ses installations de production pour en assurer le bon fonctionnement à long terme et en maximiser le rendement. Soulignons à cet égard les travaux en cours aux centrales de Rapide-Blanc et de Carillon, respectivement en Mauricie et dans les Laurentides, ainsi qu'à l'aménagement Bersimis-2, sur la Côte-Nord. Dans le domaine du transport d'électricité, elle a continué l'installation de deux nouveaux groupes convertisseurs au poste de Châteauguay, en Montérégie, ainsi que la modernisation des équipements et systèmes, dont le remplacement des systèmes de conduite du réseau et des automatismes de réseau et de poste. Elle a également poursuivi ses activités qui s'inscrivent dans le plan de développement de l'architecture du réseau à 315 kV de l'île de Montréal. Parallèlement, elle a réalisé des travaux afin d'optimiser le fonctionnement du réseau de distribution ainsi que de maintenir et d'améliorer la qualité de ses actifs de distribution.

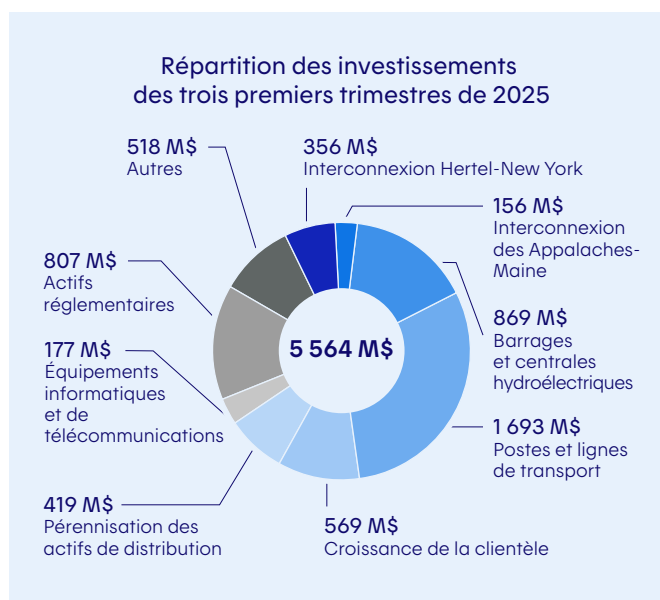
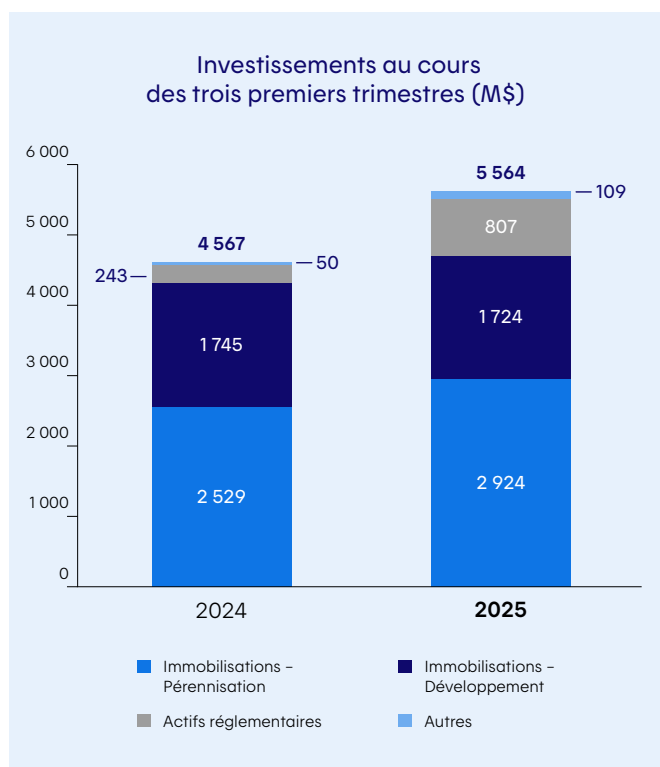
Pour ce qui est des investissements consacrés aux projets de développement, ils ont totalisé 1 724 M\$. Hydro-Québec a notamment affecté des sommes importantes à divers projets visant à répondre à la croissance de la clientèle québécoise et à augmenter la capacité de production. À titre d'exemple, des travaux sont en cours aux centrales aux Outardes-2 et René-Lévesque (anciennement Manic-3), sur la Côte-Nord, pour en accroître la puissance. De plus, la construction de la ligne d'interconnexion Hertel-New York, qui sera raccordée à la ligne Champlain Hudson Power Express afin d'alimenter la ville de New York, se poursuit, tout comme le déploiement d'une ligne à 320 kV à courant continu dans les régions de la Chaudière-Appalaches et de l'Estrie, en vue de la mise en place d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre.

## Financement

Au cours du troisième trimestre de 2025, Hydro-Québec a réalisé trois émissions à taux fixe sur le marché canadien des capitaux : une émission de billets à moyen terme échéant en 2032 pour un montant de 0,8 G\$, à un coût de 3,64 %, et deux émissions d'obligations échéant en 2065 pour un montant de 0,9 G\$, à un coût moyen de 4,53 %.

Ces activités de financement ont permis de réunir 1,7 G\$. Elles s'ajoutent à celles réalisées au cours du premier semestre, ce qui porte le montant total recueilli depuis le début de l'exercice à 5,5 G\$.

Les fonds servent notamment au financement d'une partie du programme d'investissement.



# ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(NON AUDITÉS)

## États consolidés des résultats

En millions de dollars canadiens (non audités)		Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	2025	2024	2025	2024
<b>Produits</b>	4	<b>3 762</b>	3 515	<b>13 253</b>	11 852
<b>Charges</b>					
Exploitation		1 009	1 144	3 289	3 229
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	10	(229)	(193)	(687)	(579)
Achats d'électricité		724	583	2 638	2 085
Amortissement		780	741	2 305	2 198
Taxes		273	283	916	885
		<b>2 557</b>	2 558	<b>8 461</b>	7 818
<b>Bénéfice avant frais financiers</b>		<b>1 205</b>	957	<b>4 792</b>	4 034
Frais financiers	5	652	613	1 962	1 845
<b>Bénéfice net</b>		<b>553</b>	344	<b>2 830</b>	2 189

## États consolidés du résultat étendu

En millions de dollars canadiens (non audités)		Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	2025	2024	2025	2024
<b>Bénéfice net</b>		<b>553</b>	344	<b>2 830</b>	2 189
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	11				
Variation nette des éléments désignés comme couvertures de flux de trésorerie	8	(5)	(58)	207	(128)
Variation nette des écarts de conversion		55	(23)	(52)	53
Variation nette des éléments désignés comme couvertures d'investissement net	8	(54)	21	45	(41)
Autres		(44)	1	(23)	(8)
		<b>(48)</b>	(59)	<b>177</b>	(124)
<b>Résultat étendu</b>		<b>505</b>	285	<b>3 007</b>	2 065

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

## Bilans consolidés

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Au 30 septembre 2025	Au 31 décembre 2024
<b>ACTIF</b>			
<b>Actif à court terme</b>			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		5 466	3 846
Placements temporaires		2 924	76
Clients et autres actifs		4 468	3 953
		<b>12 858</b>	<b>7 875</b>
Immobilisations corporelles et incorporelles		82 486	80 055
Actifs réglementaires		1 899	1 277
Actifs au titre des avantages sociaux futurs		7 340	6 888
Autres actifs	6	3 185	3 614
		<b>107 768</b>	<b>99 709</b>
<b>PASSIF</b>			
<b>Passif à court terme</b>			
Emprunts		2 027	1
Créditeurs et autres passifs		4 254	4 423
Dividende à payer		-	1 997
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	8	807	121
		<b>7 088</b>	<b>6 542</b>
Dette à long terme	8	64 856	60 238
Passifs au titre des avantages sociaux futurs		1 243	1 230
Autres passifs	7	2 867	2 992
		<b>76 054</b>	<b>71 002</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>			
Capital-actions		4 374	4 374
Bénéfices non répartis		26 406	23 576
Cumul des autres éléments du résultat étendu	11	934	757
		<b>31 714</b>	<b>28 707</b>
		<b>107 768</b>	<b>99 709</b>
Éventualités	12		

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Au nom du Conseil d'administration,

/s/ Geneviève Brouillette  
Présidente du Comité d'audit

/s/ Manon Brouillette  
Présidente du Conseil d'administration

États consolidés des variations des capitaux propres

En millions de dollars canadiens (non audités)	Neuf mois terminés les 30 septembre			
Note	Capital-actions	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2024	4 374	23 576	757	28 707
Bénéfice net		2 830		2 830
Autres éléments du résultat étendu11			177	177
Solde au 30 septembre 2025	4 374	26 406	934	31 714
Solde au 31 décembre 2023	4 374	22 910	243	27 527
Bénéfice net		2 189		2 189
Autres éléments du résultat étendu11			(124)	(124)
Solde au 30 septembre 2024	4 374	25 099	119	29 592

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.



## États consolidés des flux de trésorerie

En millions de dollars canadiens (non audités)		Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	2025	2024	2025	2024
<b>Activités d'exploitation</b>					
Bénéfice net		553	344	2 830	2 189
Ajustements visant à déterminer les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation					
Amortissement		780	741	2 305	2 198
Déficit du coût net constaté par rapport aux sommes versées au titre des avantages sociaux futurs		(147)	(108)	(438)	(318)
Gain sur cession d'un placement à la valeur de consolidation	6	(260)	-	(260)	-
Autres		93	246	35	547
Actifs et passifs réglementaires		(418)	(134)	(805)	(246)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	9	(41)	78	12	46
		560	1 167	3 679	4 416
<b>Activités d'investissement</b>					
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles		(1 815)	(1 648)	(4 648)	(4 274)
Acquisition de placements temporaires		(1 834)	(88)	(5 069)	(1 909)
Acquisition de titres destinés aux fonds d'amortissement		-	-	(313)	-
Cession de placements temporaires		1 550	917	2 243	2 491
Cession d'un placement à la valeur de consolidation	6	556	-	556	-
Autres		(144)	(24)	(260)	(26)
		(1 687)	(843)	(7 491)	(3 718)
<b>Activités de financement</b>					
Émission de dette à long terme		1 718	1 865	5 647	4 777
Remboursement de dette à long terme		(39)	(1 139)	(187)	(1 238)
Encaissements découlant de la gestion du risque de crédit		330	623	1 690	1 984
Décaissements découlant de la gestion du risque de crédit		(391)	(827)	(1 738)	(2 061)
Variation nette des emprunts		(181)	(3)	2 021	2 677
Dividende versé		-	-	(1 997)	(2 466)
Autres		(4)	-	14	1
		1 433	519	5 450	3 674
<b>Effet des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>					
		11	(11)	(18)	12
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>					
		317	832	1 620	4 384
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>					
		5 149	5 663	3 846	2 111
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>					
		5 466	6 495	5 466	6 495
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie					
	9				

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

# NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

## (NON AUDITÉS)

Périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2025 et 2024

Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.

### Note 1 – Mode de présentation

Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Les présents états financiers consolidés trimestriels, y compris les présentes notes, ne contiennent pas toute l'information requise à l'égard d'états financiers consolidés annuels. Par conséquent, ils doivent être lus avec les états financiers consolidés et les notes afférentes publiés dans le *Rapport annuel 2024* d'Hydro-Québec.

Les conventions comptables utilisées dans la préparation des états financiers consolidés trimestriels sont conformes à celles qui sont présentées dans le *Rapport annuel 2024* d'Hydro-Québec.

Les résultats trimestriels d'Hydro-Québec ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats de l'exercice en raison des variations saisonnières de la température. Compte tenu de la demande d'électricité accrue durant les mois d'hiver, les produits des ventes d'électricité au Québec sont plus élevés au premier et au quatrième trimestres.

La direction a évalué les événements qui ont eu lieu jusqu'au 14 novembre 2025, date d'approbation des présents états financiers consolidés trimestriels par le Conseil d'administration, afin de déterminer si les circonstances justifiaient la prise en compte d'événements postérieurs à la date du bilan.

### Note 2 – Modifications de conventions comptables

#### Modification récente

##### Informations sectorielles

Le 1<sup>er</sup> janvier 2024, Hydro-Québec a adopté, selon une approche rétrospective, l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») 2023-07, *Segment Reporting (Topic 280)—Improvements to Reportable Segment Disclosures*, publiée par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») pour les exercices ouverts à compter de cette date et les périodes intermédiaires ouvertes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2025.

Cette ASU exige la divulgation d'informations sectorielles additionnelles, notamment le titre et les fonctions du membre de la direction ou le nom du groupe désigné comme principal responsable de l'exploitation ainsi que les charges importantes qui lui sont régulièrement soumises aux fins de l'évaluation de la performance du secteur ou des secteurs d'exploitation de l'entité. Les informations trimestrielles requises sont divulguées à la note 13, Informations sur le secteur d'exploitation.

#### Norme publiée mais non encore adoptée

##### Immobilisations incorporelles

En septembre 2025, le FASB a publié l'ASU 2025-06, *Intangibles—Goodwill and Other—Internal-Use Software (Subtopic 350-40)—Targeted Improvements to the Accounting for Internal-Use Software*.

Cette ASU apporte des améliorations ciblées à la comptabilisation des logiciels à usage interne. Elle élimine notamment les références aux phases de développement traditionnelles et établit un nouveau critère de capitalisation basé sur l'autorisation par la direction et la probabilité d'achèvement du projet. Elle pourra être appliquée selon l'une des trois méthodes prescrites, soit une approche prospective, rétrospective ou prospective modifiée aux états financiers trimestriels et annuels des exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2028. Hydro-Québec examine actuellement l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

### Note 3 – Réglementation

#### Activités de distribution

À compter du 1<sup>er</sup> avril 2025, les tarifs d'électricité pour la clientèle résidentielle assujettie aux tarifs domestiques ont augmenté de 3 %, conformément aux dispositions de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (L.Q. 2025, c.24). La Régie de l'énergie du Québec (la « Régie ») a autorisé des hausses de tarifs

de 3,6 % pour la clientèle commerciale et de 1,7 % pour la clientèle assujettie au tarif L, conformément aux décisions D-2025-022 du 20 février 2025 et D-2025-033 du 6 mars 2025. Dans les décisions D-2025-044 et D-2025-045 du 31 mars 2025, la Régie a déclaré que les décisions D-2025-022 et D-2025-033 étaient provisoires.

## Note 4 – Produits

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
<b>Produits des activités ordinaires</b>				
Ventes d'électricité				
Au Québec	3 002	2 917	11 065	10 275
Hors Québec	365	477	1 426	1 184
	3 367	3 394	12 491	11 459
Autres produits des activités ordinaires	79	66	310	259
	3 446 <sup>a</sup>	3 460 <sup>a</sup>	12 801 <sup>a</sup>	11 718 <sup>a</sup>
<b>Produits des autres activités</b>	316 <sup>b</sup>	55	452 <sup>b</sup>	134
	3 762	3 515	13 253	11 852

a) Y compris des gains et pertes sur instruments dérivés dont les montants sont présentés à la note 8, Instruments financiers.

b) Y compris un gain de 256 M\$ relatif à la cession d'un placement à la valeur de consolidation (voir la note 6, Autres actifs).

## Note 5 – Frais financiers

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2025	2024 <sup>a</sup>	2025	2024 <sup>a</sup>
Intérêts nets sur la dette à long terme <sup>b</sup>	701	648	2 058	1 937
Frais financiers capitalisés	(72)	(61)	(196)	(168)
Revenu net de placement <sup>c</sup>	(46)	(43)	(121)	(119)
Autres <sup>d</sup>	69	69	221	195
	652	613	1 962	1 845

a) Les données de la période précédente ont été reclassées en fonction de la présentation de la période courante.

b) Y compris des revenus de placement de 12 M\$ et 34 M\$ respectivement pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2025 (5 M\$ et 15 M\$ pour les périodes correspondantes de 2024) provenant des titres détenus dans les fonds d'amortissement affectés au remboursement de la dette à long terme. La stratégie liée au fonds d'amortissement volontaire vise à émettre des obligations supplémentaires et à investir les fonds levés dans des titres émis par les gouvernements de certaines provinces canadiennes, afin d'assurer la disponibilité des fonds lors de l'échéance de dettes en 2035.

c) Y compris des intérêts de 19 M\$ et 56 M\$ respectivement pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2025 (38 M\$ et 138 M\$ pour les périodes correspondantes de 2024) sur les emprunts à court terme et sur la trésorerie reçue en garantie. Hydro-Québec a accès à un programme de papier commercial dont la limite est de 5 G\$ US ou l'équivalent en \$ CA. Dans le cadre de la gestion de son risque de liquidité, Hydro-Québec maintient un encours moyen annuel de papier commercial variant entre 2 G\$ US et 4 G\$ US et peut investir les fonds levés dans des titres de placements temporaires et des équivalents de trésorerie.

d) Y compris des frais de garantie de 70 M\$ et 210 M\$ respectivement pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2025 (65 M\$ et 194 M\$ pour les périodes correspondantes de 2024) qui ont été versés au gouvernement du Québec relativement aux titres d'emprunt, qui sont assortis d'un taux de 0,5 %.

## Note 6 – Autres actifs

Le 21 juillet 2025, Hydro-Québec a conclu la cession de son placement dans Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex ») à la Caisse de dépôt et placement du Québec (« La Caisse »), une société d'État du Québec, pour une contrepartie en trésorerie de 556 M\$.

Cette transaction fait suite à l'entente conclue le 24 février 2025 entre Innergex et La Caisse visant l'acquisition, par cette dernière,

de l'ensemble des actions ordinaires émises et en circulation d'Innergex, y compris la participation d'Hydro-Québec de 19,9 %.

Cette opération a donné lieu à un gain de 256 M\$, déduction faite des coûts de transaction, qui a été comptabilisé dans les produits des autres activités. Le gain inclut le reclassement d'un montant de 45 M\$ provenant du Cumul des autres éléments du résultat étendu, découlant des quotes-parts de périodes antérieures.

## Note 7 – Autres passifs

En 2024, Hydro-Québec a réévalué ses obligations liées à la mise hors service des installations nucléaires de Gentilly-2. Ces réévaluations ont entraîné une augmentation de 140 M\$ du poste

Autres passifs au 30 septembre 2024 et la comptabilisation de charges d'exploitation dans les résultats des périodes de trois et de neuf mois terminées à cette date.

# Note 8 – Instruments financiers

Dans le cadre de ses activités, Hydro-Québec réalise des opérations qui l'exposent à certains risques financiers, tels que les risques de marché et de crédit. Un suivi rigoureux et l'adoption de stratégies comprenant l'utilisation d'instruments dérivés réduisent l'exposition à ces risques et les impacts sur les résultats.

## Risque de marché

Le risque de marché est le risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier fluctuent en raison de variations des prix du marché.

### Risque de change

Hydro-Québec utilise des swaps de devises et des contrats à terme d'achat de devises pour gérer le risque de change lié aux emprunts à court terme et à la dette à long terme en dollars américains ainsi que des contrats à terme de vente de devises pour gérer l'exposition associée aux ventes probables en dollars américains. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie.

Hydro-Québec a également recours à des contrats à terme de vente de devises pour couvrir son investissement net dans un établissement étranger dont la monnaie fonctionnelle est le dollar américain. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures d'investissement net.

### Risque de taux d'intérêt

Hydro-Québec utilise des swaps de taux d'intérêt pour convertir certaines dettes à taux fixe en dettes à taux variable ainsi que des contrats à terme de taux d'intérêt pour fixer le taux d'intérêt de certaines émissions de dettes futures. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés selon le type de couverture, soit à titre de couvertures de flux de trésorerie ou de couvertures de juste valeur.

## Risque de prix

Hydro-Québec utilise principalement des contrats à terme et des swaps pour gérer le risque lié à la fluctuation des prix de l'énergie, de l'aluminium et du diesel. Elle vise ainsi à atténuer l'impact de la volatilité des prix du marché sur les résultats au titre des ventes et des achats d'électricité ainsi que des achats de combustible indexés selon ces prix. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie.

Le tableau suivant présente le montant notionnel des contrats à terme et des swaps utilisés aux fins de la gestion des principaux types de risque de marché :

	Au 30 septembre 2025	Au 31 décembre 2024
<b>Risque de change</b>		
Vente (M\$ US)	2 550	2 733
Achat (M\$ US)	4 334	2 964
<b>Risque de taux d'intérêt</b>		
Taux payeur variable (M\$ CA)	1 500	1 500
Taux payeur fixe (M\$ CA)	2 000	2 000
<b>Risque de prix</b>		
Électricité – Vente (TWh)	5,4	5,5
Électricité – Achat (TWh)	0,7	0,4
Aluminium (tonnes)	199 000	300 000
Diesel (millions de litres)	5,0	15,2

## Note 8 – Instruments financiers (*suite*)

### Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque qu'une partie à un actif financier ne puisse respecter ses obligations.

Hydro-Québec est exposée au risque de crédit lié aux comptes clients et aux autres actifs financiers, tels que la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les placements temporaires, les fonds d'amortissement, les dépôts et les instruments dérivés.

Dans le cas des comptes clients, ce risque résulte principalement des opérations courantes de vente d'électricité au Québec et hors Québec. L'exposition au risque est limitée en raison de la diversité et de l'importance de la clientèle ainsi que des mesures mises en place, comme les dépôts de garantie, les paiements anticipés, les ententes de paiement et les interruptions de service. La direction estime ainsi qu'Hydro-Québec ne s'expose pas à un risque de crédit élevé, notamment parce qu'au Québec, les ventes sont facturées à des tarifs qui prévoient le recouvrement des coûts selon les modalités déterminées par la Régie.

Au 30 septembre 2025, les clients et autres actifs comprenaient un montant de 1 616 M\$ (2 231 M\$ au 31 décembre 2024) provenant de contrats conclus avec des clients et clientes, dont 883 M\$ (1 592 M\$ au 31 décembre 2024) au titre de l'électricité livrée mais non facturée. Les clients et autres actifs sont présentés déduction faite de la provision pour pertes de crédit de 392 M\$ (386 M\$ au 31 décembre 2024).

Pour réduire l'exposition au risque de crédit lié aux autres actifs financiers, Hydro-Québec traite avec plusieurs émetteurs et institutions financières dont la notation de crédit est élevée. De plus, pour atténuer l'exposition au risque lié aux instruments dérivés, elle a signé, avec chacune des contreparties, une entente d'échange de garanties conforme aux directives de l'International Swaps and Derivatives Association (l'« ISDA ») qui permet de limiter la valeur de marché du portefeuille. Ainsi, une variation de cette valeur de marché au-delà d'un niveau convenu donne lieu à un encaissement ou à un décaissement.

### Juste valeur

#### Juste valeur des instruments dérivés

Les tableaux suivants présentent la juste valeur des instruments dérivés, y compris l'incidence de la compensation, selon le type de couverture :

	Au 30 septembre 2025				
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Dérivés non désignés comme couvertures	Total
<b>Actif</b>					
Contrats de change	–	555	–	37	592
Contrats de taux d'intérêt	136	4	–	–	140
Contrats de prix	–	7	–	33	40
Montants bruts comptabilisés	136	566	–	70	772
Moins					
Incidence de la compensation entre contreparties <sup>a</sup>					61
Incidence de la trésorerie reçue en garantie <sup>b</sup>					649
<b>Actif net</b>					62 <sup>c</sup>
<b>Passif</b>					
Contrats de change	–	21	34	4	59
Contrats de taux d'intérêt	–	33	–	–	33
Contrats de prix	–	10	–	21	31
Montants bruts comptabilisés	–	64	34	25	123
Moins					
Incidence de la compensation entre contreparties <sup>a</sup>					61
Incidence de la trésorerie versée en garantie <sup>b</sup>					34
<b>Passif net</b>					28 <sup>d</sup>

## Note 8 – Instruments financiers (*suite*)

	Au 31 décembre 2024				
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Dérivés non désignés comme couvertures	Total
<b>Actif</b>					
Contrats de change	-	601	-	36	637
Contrats de taux d'intérêt	129	18	-	-	147
Contrats de prix	-	41	-	33	74
Montants bruts comptabilisés	129	660	-	69	858
Moins					
Incidence de la compensation entre contreparties <sup>a</sup>					92
Incidence de la trésorerie reçue en garantie <sup>b</sup>					719
<b>Actif net</b>					47 <sup>c</sup>
<b>Passif</b>					
Contrats de change	-	41	124	4	169
Contrats de taux d'intérêt	-	1	-	-	1
Contrats de prix	-	16	-	45	61
Montants bruts comptabilisés	-	58	124	49	231
Moins					
Incidence de la compensation entre contreparties <sup>a</sup>					92
Incidence de la trésorerie versée en garantie <sup>b</sup>					74
<b>Passif net</b>					65 <sup>d</sup>

a) L'incidence de la compensation entre contreparties est liée à des contrats transigés conformément aux directives de l'ISDA et constituant des conventions-cadres de compensation exécutoires. Ces conventions-cadres s'appliquent à tous les contrats d'instruments dérivés négociés de gré à gré.

b) Les montants de trésorerie compensés représentent des montants reçus ou versés en vertu d'ententes d'échange de garanties signées conformément aux directives de l'ISDA.

c) Au 30 septembre 2025, 37 M\$ étaient comptabilisés dans le poste Clients et autres actifs (39 M\$ au 31 décembre 2024) et 25 M\$, dans le poste Autres actifs (8 M\$ au 31 décembre 2024).

d) Au 30 septembre 2025, 24 M\$ étaient comptabilisés dans le poste Créiteurs et autres passifs (62 M\$ au 31 décembre 2024) et 4 M\$, dans le poste Autres passifs (3 M\$ au 31 décembre 2024).

Par ailleurs, bien que certains instruments dérivés ne puissent être compensés en raison de l'absence d'une convention-cadre de compensation exécutoire, des montants peuvent être reçus d'agents de compensation ou versés à de tels agents dans le cadre d'appels de marge, en fonction de la juste valeur des instruments en cause. Hydro-Québec peut également transférer des bons du Trésor à un agent de compensation à titre de garantie financière. Au 30 septembre 2025, un montant de 8 M\$ à recevoir en contrepartie de versements nets (30 M\$ au

31 décembre 2024) et un montant de 41 M\$ à recevoir en contrepartie du transfert de bons du Trésor (76 M\$ au 31 décembre 2024) étaient intégrés dans le poste Clients et autres actifs, tandis qu'un montant de 4 M\$ à verser en contrepartie d'encaissements nets était intégré dans le poste Créiteurs et autres passifs (néant au 31 décembre 2024). À l'échéance des bons du Trésor, l'agent de compensation remet à Hydro-Québec le produit de l'encaissement, y compris les intérêts.

### Hiérarchie des justes valeurs

Les évaluations à la juste valeur des instruments dérivés sont classées selon la hiérarchie à trois niveaux, en fonction des données d'entrée utilisées.

	Au 30 septembre 2025				Au 31 décembre 2024			
	Niveau 1 <sup>a</sup>	Niveau 2 <sup>b</sup>	Niveau 3 <sup>c</sup>	Total	Niveau 1 <sup>a</sup>	Niveau 2 <sup>b</sup>	Niveau 3 <sup>c</sup>	Total
<b>Actif</b>	17	734	21	772	21	820	17	858
<b>Passif</b>	23	100	-	123	61	170	-	231
				649				627

a) Les justes valeurs proviennent des cours de clôture à la date du bilan.

b) Les justes valeurs sont obtenues par actualisation des flux de trésorerie futurs, estimés à partir des taux au comptant ou à terme ou des prix à terme (taux de change, taux d'intérêt, prix de l'énergie, de l'aluminium ou du diesel) en vigueur à la date du bilan, compte tenu de l'évaluation du risque de crédit. Les techniques d'évaluation utilisées font appel à des données de marché observables.

c) Les justes valeurs ne sont pas fondées sur des données observables. La technique utilisée pour évaluer les contrats de vente d'énergie à prix fixe portant sur des volumes variables repose sur les prix à terme de l'énergie, compte tenu de l'historique de consommation de la contrepartie.

## Note 8 – Instruments financiers (*suite*)

### Incidence des instruments dérivés sur les résultats et les autres éléments du résultat étendu

Les instruments négociés, dont l'incidence est présentée dans le tableau ci-dessous, ont pour effet de réduire la volatilité des résultats. Il est à noter que la majorité des instruments dérivés sont désignés comme couvertures.

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
<b>Gains (pertes) sur dérivés comptabilisés dans les résultats</b>				
Couvertures de juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt <sup>a</sup>	8	70	4	27
Dérivés non désignés comme couvertures				
Contrats de change <sup>b</sup>	50	(46)	(81)	36
Contrats de prix <sup>b</sup>	(5)	66	44	94
	53 <sup>c</sup>	90 <sup>c</sup>	(33) <sup>c</sup>	157 <sup>c</sup>
<b>Gains (pertes) sur dérivés reclassés des autres éléments du résultat étendu aux résultats</b>				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change <sup>d</sup>	77	(74)	(134)	61
Contrats de taux d'intérêt <sup>a</sup>	1	-	1	-
Contrats de prix <sup>e</sup>	5	62	(16)	345
	83 <sup>c</sup>	(12) <sup>c</sup>	(149) <sup>c</sup>	406 <sup>c</sup>
<b>Gains (pertes) sur dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu</b>				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change	80	(20)	(41)	62
Contrats de taux d'intérêt	17	(78)	148	167
Contrats de prix	(19)	28	(49)	49
	78	(70)	58	278
Couvertures d'investissement net				
Contrats de change	(54)	21	45	(41)
	24	(49)	103	237

a) Ces montants ont été comptabilisés dans le poste Frais financiers.

b) Ces instruments dérivés sont essentiellement transigés dans le cadre de la gestion intégrée des risques. Leur incidence sur les résultats est comptabilisée dans les postes touchés par le risque géré. Ainsi, pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2025, respectivement (7) M\$ et 50 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (74 M\$ et 107 M\$ pour les périodes correspondantes de 2024), (1) M\$ et (1) M\$, dans le poste Achats d'électricité [(3) M\$ et (10) M\$ pour les périodes correspondantes de 2024] ainsi que 53 M\$ et (86) M\$, dans le poste Frais financiers [(51) M\$ et 33 M\$ pour les périodes correspondantes de 2024].

c) Les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 3 762 M\$, 724 M\$ et 652 M\$ pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2025 ainsi que 13 253 M\$, 2 638 M\$ et 1 962 M\$ pour la période de neuf mois terminée à cette date (3 515 M\$, 583 M\$ et 613 M\$ pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2024 ainsi que 11 852 M\$, 2 085 M\$ et 1 845 M\$ pour la période de neuf mois terminée à cette date).

d) Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2025, respectivement (5) M\$ et (18) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(24) M\$ et (62) M\$ pour les périodes correspondantes de 2024] ainsi que 82 M\$ et (116) M\$, dans le poste Frais financiers [(50) M\$ et 123 M\$ pour les périodes correspondantes de 2024].

e) Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2025, respectivement 6 M\$ et (15) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (64 M\$ et 344 M\$ pour les périodes correspondantes de 2024), et (1) M\$ et (1) M\$, dans le poste Achats d'électricité [(2) M\$ et 1 M\$ pour les périodes correspondantes de 2024].

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2025 et 2024, Hydro-Québec n'a reclassé aucun montant du Cumul des autres éléments du résultat étendu dans les résultats à la suite de l'abandon de couvertures de flux de trésorerie.

Au 30 septembre 2025, Hydro-Québec estimait que le total des gains et pertes sur instruments dérivés compris dans le Cumul des

autres éléments du résultat étendu qui seraient reclassés dans les résultats au cours des 12 mois suivants correspondait à une perte nette de 8 M\$ (gain net de 42 M\$ au 30 septembre 2024).

Au 30 septembre 2025, la durée maximale sur laquelle Hydro-Québec couvrirait son exposition aux variations des flux de trésorerie liées aux opérations futures était de cinq ans (six ans au 30 septembre 2024).

## Note 8 – Instruments financiers (suite)

### Juste valeur des autres instruments financiers

Les évaluations à la juste valeur des autres instruments financiers sont classées au niveau 2. La juste valeur est obtenue par actualisation des flux de trésorerie futurs, selon les taux observés à la date du bilan pour des instruments similaires négociés sur les marchés financiers.

La juste valeur des équivalents de trésorerie, des comptes clients, des dépôts, des autres actifs financiers et des passifs financiers se rapproche de leur valeur comptable en raison de la nature à court terme de ces instruments financiers, sauf dans le cas des éléments présentés dans le tableau suivant :

	Au 30 septembre 2025		Au 31 décembre 2024	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actif</b>				
Fonds d'amortissement <sup>a, b</sup>	1 525	1 543	1 202	1 201
<b>Passif</b>				
Dette à long terme <sup>b</sup>	65 663 <sup>c, d</sup>	64 889	60 359 <sup>c, d</sup>	61 483

a) Les fonds d'amortissement affectés au remboursement de la dette à long terme sont constitués de titres émis par les gouvernements de certaines provinces canadiennes.

b) Y compris la tranche échéant à moins d'un an.

c) Y compris un montant de 1 484 M\$ au 30 septembre 2025 (1 486 M\$ au 31 décembre 2024) associé à des dettes faisant l'objet d'une couverture de juste valeur, ce qui a donné lieu à un ajustement lié au risque couvert de 128 M\$ (125 M\$ au 31 décembre 2024) au titre des relations de couverture existantes et de (45) M\$ [(51) M\$ au 31 décembre 2024] au titre des relations de couverture auxquelles Hydro-Québec a mis fin.

d) Exclusion faite des intérêts courus d'un montant de 450 M\$ au 30 septembre 2025 (936 M\$ au 31 décembre 2024).

## Note 9 – Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2025	2024	2025	2024
<b>Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement</b>				
Clients et autres actifs	217	371	220	333
Créditeurs et autres passifs	(258)	(293)	(208)	(287)
	(41)	78	12	46
<b>Activités sans effet sur la trésorerie</b>				
Augmentation des immobilisations corporelles et incorporelles	33	69	99	178
Augmentation des actifs et des passifs au titre des contrats de location-exploitation	10	24	23	29
	43	93	122	207
<b>Intérêts payés</b>	1 151	1 084	2 304	2 220



## Note 10 – Avantages sociaux futurs

	Trois mois terminés les 30 septembre					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Coût des services rendus	93	99	13	12	106	111
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	279	290	14	17	293	307
Rendement prévu des actifs	(522)	(499)	-	(1)	(522)	(500)
	(243)	(209)	14	16	(229)	(193)
<b>(Crédit) coût net constaté</b>	<b>(150)</b>	<b>(110)</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>(123)</b>	<b>(82)</b>

	Neuf mois terminés les 30 septembre					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Coût des services rendus	279	295	38	36	317	331
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	834	869	46	50	880	919
Rendement prévu des actifs	(1 565)	(1 496)	(2)	(2)	(1 567)	(1 498)
	(731)	(627)	44	48	(687)	(579)
<b>(Crédit) coût net constaté</b>	<b>(452)</b>	<b>(332)</b>	<b>82</b>	<b>84</b>	<b>(370)</b>	<b>(248)</b>

## Note 11 – Cumul des autres éléments du résultat étendu

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2025					
	Couvertures de flux de trésorerie	Écarts de conversion	Couvertures d'investissement net	Avantages sociaux futurs	Autres	Cumul des autres éléments du résultat étendu
Solde au 31 décembre 2024	471	184	(137)	210	29	757
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	58	(52)	45	1	21	73
Moins						
(Pertes) gains reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	(149)	-	-	-	45 <sup>a</sup>	(104)
Autres éléments du résultat étendu	207	(52)	45	1	(24)	177
Solde au 30 septembre 2025	678	132	(92)	211	5	934

	Neuf mois terminés le 30 septembre 2024					
	Couvertures de flux de trésorerie	Écarts de conversion	Couvertures d'investissement net	Avantages sociaux futurs	Autres	Cumul des autres éléments du résultat étendu
Solde au 31 décembre 2023	656	(1)	26	(485)	47	243
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	278	53	(41)	-	(8)	282
Moins						
Gains reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	406	-	-	-	-	406
Autres éléments du résultat étendu	(128)	53	(41)	-	(8)	(124)
Solde au 30 septembre 2024	528	52	(15)	(485)	39	119

a) Reclassement d'un gain du Cumul des autres éléments du résultat étendu dans les résultats en raison de la cession d'un placement à la valeur de consolidation (voir la note 6, Autres actifs).

## Note 12 – Éventualités

### Litiges

Dans le cours normal de ses activités de développement et d'exploitation, Hydro-Québec est parfois partie à des réclamations et poursuites judiciaires. La direction est d'avis qu'une provision adéquate a été constituée à l'égard de ces litiges. Par conséquent, elle ne prévoit pas d'incidence défavorable importante de tels passifs éventuels sur la situation financière ni sur les résultats consolidés d'Hydro-Québec.

Entre autres actions en cours, certaines communautés autochtones ont intenté, devant les tribunaux du Québec, des recours contre les gouvernements du Canada et du Québec et contre Hydro-Québec fondés sur des revendications de titres et de droits ancestraux. Par exemple, les Innus de Uashat mak Mani-utenam réclament une somme de 1,5 G\$ à titre de dédommagement notamment pour diverses activités menées sur le territoire qu'ils revendiquent, dont des activités de production et de transport d'électricité. De plus, les Innus de Pessamit ont introduit un recours visant la reconnaissance de leur titre et de leurs droits ancestraux relativement à des terres du Québec où sont situées certaines installations de production et de transport d'électricité d'Hydro-Québec, y compris les complexes hydroélectriques Manic-Outardes et Bersimis. Ils allèguent que ces installations portent atteinte à leur titre et à leurs droits ancestraux et réclament une somme de 500 M\$ comme dédommagement. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ces recours.

Par ailleurs, des recours ont été intentés contre Hydro-Québec et la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited [la « CF(L)Co »] relativement au complexe hydroélectrique des Churchill Falls au Labrador, dont la CF(L)Co est le propriétaire-exploitant. Ainsi, dans un recours introduit en octobre 2020 devant les tribunaux de Terre-Neuve-et-Labrador, Innu Nation Inc. allègue que la construction et l'exploitation de ce complexe seraient le fruit d'une « entreprise commune » de la CF(L)Co et d'Hydro-Québec et porteraient atteinte au titre et aux droits ancestraux des Innus du Labrador. Innu Nation Inc. demande la restitution des profits que la CF(L)Co et Hydro-Québec ont réalisés grâce à

l'exploitation de ce complexe ou, à défaut, une compensation monétaire de 4 G\$ en ce qui concerne Hydro-Québec. Toutefois, le 4 juin 2025, Hydro-Québec et Innu Nation Inc. ont conclu une entente de principe dans laquelle les parties se sont engagées à régler le litige qui les oppose et à établir les fondements et principes d'une nouvelle relation. En septembre 2025, une entente en ce sens a été soumise aux deux communautés qui conjointement forment Innu Nation Inc. en vue d'une ratification. Les éléments requis pour ratifier l'entente n'ayant pas été obtenus à ce jour, Hydro-Québec et Innu Nation Inc. poursuivent leur collaboration et détermineront ensemble les prochaines étapes. Un passif d'un montant actualisé de 67 M\$ et un actif réglementaire du même montant ont été comptabilisés relativement à cette entente. Dans un autre recours, introduit en 2023 devant la Cour supérieure du Québec, les Innus de Uashat mak Mani-utenam et les Innus de Matimekush-Lac John allèguent que le complexe des Churchill Falls porte atteinte à leur titre et à leurs droits ancestraux ainsi qu'à leurs droits issus de traités. En plus de diverses demandes de déclarations judiciaires et ordonnances d'injonction permanente, ces deux communautés réclament conjointement à Hydro-Québec des dommages-intérêts compensatoires de 2 G\$, des dommages-intérêts punitifs de 200 M\$ ainsi que des dommages-intérêts supplémentaires sous forme d'un paiement annuel équivalant à 12,5 % de 15 % des profits annuels d'Hydro-Québec, et ce, à partir de la date d'institution des procédures. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ce recours.

Le 27 octobre 2025, les Anishinabeg de Kitigan Zibi ont intenté un recours fondé sur des revendications territoriales et de droits ancestraux devant la Cour supérieure du Québec, visant principalement les gouvernements du Québec et du Canada ainsi qu'Hydro-Québec et la Commission de la capitale nationale, pour des dommages totalisant 5 G\$. En ce qui concerne Hydro-Québec, ils allèguent que des avantages économiques ont été tirés du barrage Mercier et demandent qu'une compensation pour perte de profits ainsi que des dommages punitifs leur soient accordés. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ce recours.

## Note 13 – Informations sur le secteur d'exploitation

Hydro-Québec n'a qu'un seul secteur d'exploitation. Elle gère ses activités selon une approche transversale. Ses résultats et ses actifs totaux sont analysés sur une base consolidée par la personne qui agit à titre de principal responsable de l'exploitation. Les charges importantes qui lui sont soumises régulièrement à cette fin au cours de la période sont présentées dans le tableau suivant. Les investissements lui sont également soumis.

		Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	2025	2024	2025	2024
<b>Produits</b>	4	<b>3 762</b>	3 515	<b>13 253</b>	11 852
<b>Charges</b>					
Exploitation courante <sup>a</sup>		<b>901</b>	1 024	<b>2 924</b>	2 890
Achats d'électricité		<b>724</b>	583	<b>2 638</b>	2 085
Amortissement		<b>780</b>	741	<b>2 305</b>	2 198
Autres <sup>b</sup>		<b>152</b>	210	<b>594</b>	645
<b>Frais financiers</b>	5	<b>652</b>	613	<b>1 962</b>	1 845
<b>Bénéfice net</b>		<b>553</b>	344	<b>2 830</b>	2 189
<b>Investissements<sup>c</sup></b>		<b>2 272</b>	2 931	<b>5 564</b>	4 567
<b>Placements à la valeur de consolidation aux 30 septembre</b>				<b>1 438</b>	1 717

- a) Les charges d'exploitation courante sont composées principalement de la masse salariale, du coût des services externes, des coûts d'acquisition de biens corporels et incorporels ainsi que des charges locatives.
- b) Les autres charges sont composées principalement des taxes, des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs ainsi que du coût des services rendus aux fins du Régime de retraite.
- c) Les investissements sont composés principalement de ceux en immobilisations corporelles et incorporelles ainsi que de ceux dans les actifs réglementaires ayant trait aux coûts liés aux initiatives en efficacité énergétique et en gestion de la demande de puissance, de même que de ceux liés à la maîtrise de la végétation.

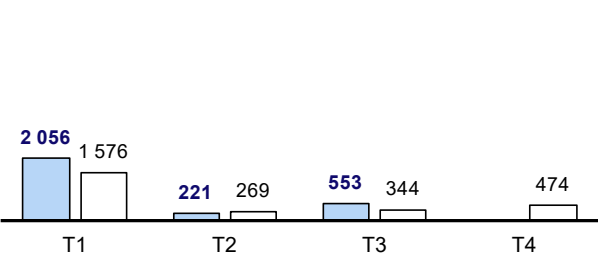
# FAITS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS

## (NON AUDITÉS)

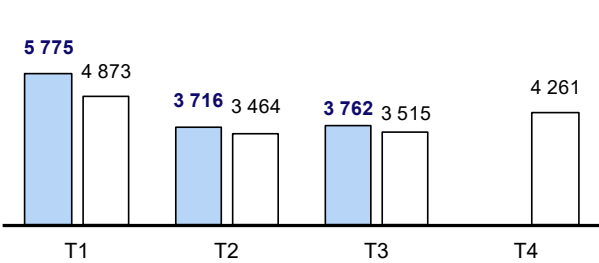
Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens.

	Trois mois terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre		
Sommaire des résultats	2025	2024	Variation (%)	2025	2024	Variation (%)
Produits	3 762	3 515	7,0 ↑	13 253	11 852	11,8 ↑
Charges	2 557	2 558	- ↓	8 461	7 818	8,2 ↑
Frais financiers	652	613	6,4 ↑	1 962	1 845	6,3 ↑
Bénéfice net	553	344	60,8 ↑	2 830	2 189	29,3 ↑

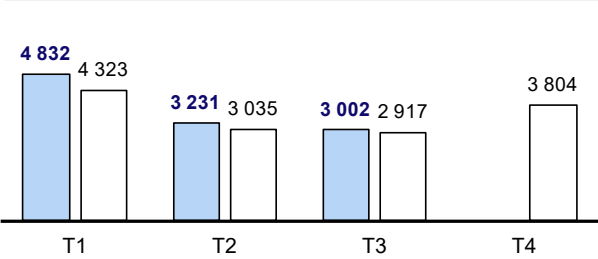
Bénéfice net



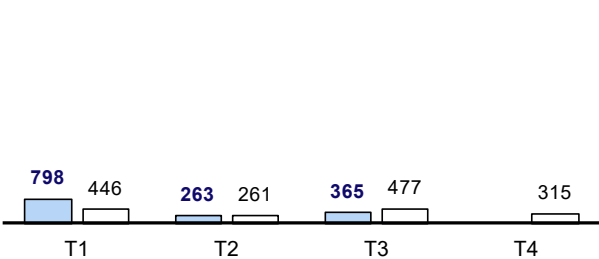
Produits



Produits des ventes d'électricité au Québec



Produits des ventes d'électricité hors Québec



■ 2025    □ 2024