# Le bulletin trimestriel

Premier trimestre 2026

## Résultats financiers

### Chiffres clés du trimestre

**1 850 M$**

Bénéfice net

**1 571 M$**

Investissements

**59,3 TWh**

**5 107 M$**

Ventes d'électricité au Québec

**3,9 TWh**

**526 M$**

Ventes d'électricité hors Québec

# Analyse par la direction

## Contexte du premier trimestre

Les résultats du premier trimestre de 2026 s'inscrivent dans le contexte de faible hydraulicité observé au cours des trois dernières années. Les apports naturels en eau durant cette période ont globalement été inférieurs à la normale, notamment en raison des précipitations et des crues printanières moins abondantes ayant entraîné des niveaux historiquement bas dans les grands réservoirs. La performance financière de l'entreprise s'inscrit également dans un contexte caractérisé par des périodes de froid intense, particulièrement à la fin janvier, où la pointe de consommation au Québec a dépassé 38 000 MW pendant sept jours consécutifs, un sommet historique. En effet, les températures ont été en moyenne plus froides de 9 °C par rapport aux normales climatiques pendant ce laps de temps. Ces conditions ont eu un impact sur la gestion des stocks énergétiques. Elles se sont traduites par un recul de 1,0 TWh des ventes hors Québec ainsi que par une augmentation des achats d'électricité, dans une période où les prix sont habituellement élevés. Soulignons par ailleurs que la sécurité de l'approvisionnement énergétique du Québec n'a jamais été compromise.

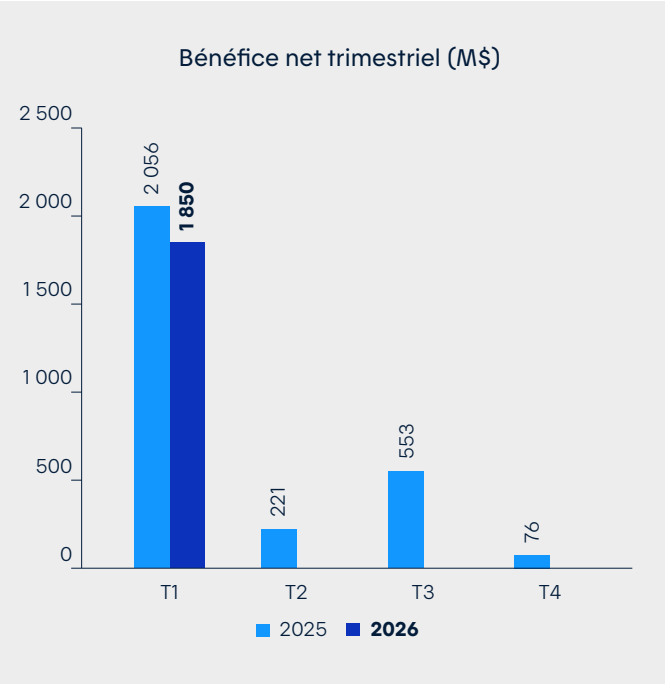
## Résultats trimestriels en un coup d'œil

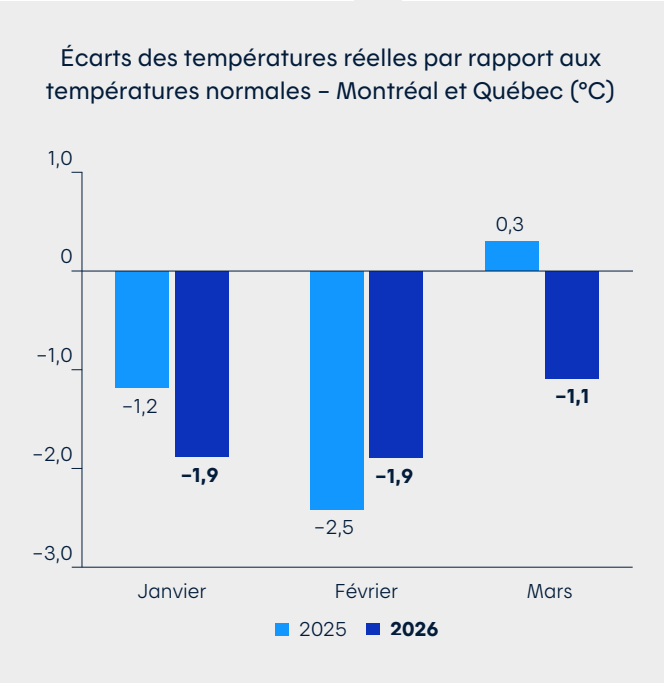
Ainsi, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec a atteint 1 850 M$ au premier trimestre de 2026, soit 206 M$ de moins que les 2 056 M$ enregistrés à la même période de l'an dernier. L'entreprise a en effet été contrainte de diminuer ses ventes sur les marchés hors Québec et d'acheter davantage d'électricité alors que les prix étaient élevés. Ces facteurs défavorables ont toutefois été atténués par la croissance des ventes sur le marché du Québec et par l'incidence de la comptabilisation de comptes d'écarts réglementaires. Notons qu'en mars, la Régie de l'énergie a rendu disponibles, à la suite de la demande effectuée par Hydro-Québec dans le cadre du dossier tarifaire 2026-2028, l'ensemble des comptes d'écarts qui étaient inopérants sous la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*.

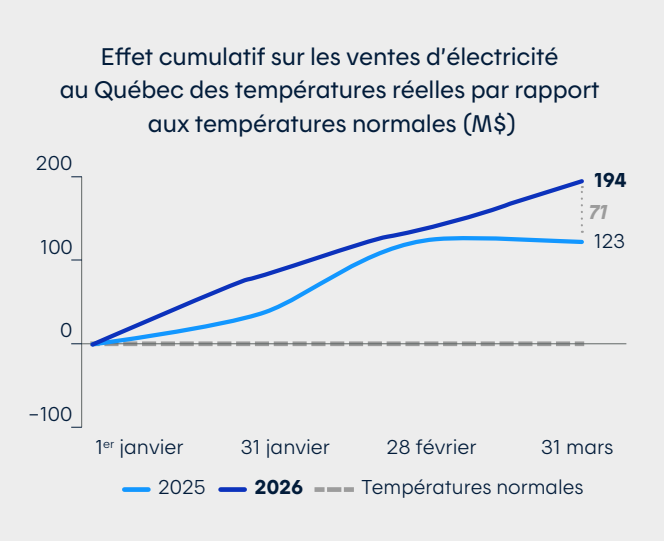
## Résultats consolidés

Les **produits** ont totalisé 5 785 M$, soit un montant comparable aux 5 775 M$ inscrits pour le premier trimestre de 2025.

Au Québec, les ventes ont rapporté 275 M$ de plus qu'à la même période de l'exercice précédent, où elles avaient atteint 4 832 M$. Les températures froides de l'hiver 2026 se sont traduites par une augmentation des ventes de 0,7 TWh ou 71 M$. 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 saison a nécessairement un impact favorable sur le volume des ventes d'électricité et les produits afférents. Cet impact s'est surtout fait sentir durant les mois de janvier et mars, où les températures ont été, en moyenne, inférieures de 1 °C à celles de 2025. La progression tient également à l'indexation des tarifs le 1er avril 2025, qui a donné lieu à un accroissement de 137 M$ des produits.






En ce qui a trait aux ventes d'électricité sur les marchés externes, elles se sont établies à 526 M$, soit 272 M$ de moins que celles de 798 M$ enregistrées à la même période de 2025. Cette diminution s'explique surtout par une baisse du volume des ventes de 1,0 TWh. En effet, les ventes du premier trimestre de 2026 ont principalement été réalisées en vertu de contrats à long terme, y compris celles liées à la mise en exploitation commerciale de l'interconnexion Appalaches-Maine (« NECEC »). Mentionnons que ce contrat, d'une durée de 20 ans, génèrera des revenus stables et importants sur l'horizon contractuel, tout en offrant, à plus long terme, une flexibilité accrue grâce à l'utilisation de la ligne d'interconnexion tant pour les exportations que pour les importations d'énergie en fonction des conditions de marché. Compte tenu des apports naturels en eau inférieurs à la normale ainsi que de la forte sollicitation du réseau de transport au Québec découlant des températures froides, les ventes à court terme sur les marchés ont pour leur part été considérablement inférieures à la même période de 2025.

Les produits des autres activités ont, quant à eux, progressé de 11 M$ par rapport à il y a un an. Cet accroissement est notamment attribuable au gain de 87 M$ comptabilisé lors de la cession du placement d'Hydro-Québec dans Dana TM4. Il tient également à la variation défavorable liée à la comptabilisation d'un passif réglementaire de 89 M$ découlant des écarts de revenus liés aux aléas climatiques de l'hiver froid de 2026.

Les **charges totales** ont atteint 3 245 M$, soit 174 M$ de plus que celles de 3 071 M$ inscrites à la période correspondante de 2025. D'une part, les achats d'électricité ont augmenté de 446 M$ par suite surtout d'une hausse des approvisionnements à court terme sur les marchés, principalement afin de répondre aux besoins du Québec lors des périodes de froid intense. Une partie de ces achats a dû être effectuée à des prix plus élevés, entre autres en raison de la demande accrue en énergie. D'autre part, étant donné que les coûts réels d'approvisionnement ont été supérieurs aux coûts prévus aux fins de l'établissement des tarifs par la Régie de l'énergie, Hydro-Québec a pu comptabiliser un actif réglementaire de 345 M$ dans les reports réglementaires, ce qui a entraîné une réduction des charges totales.

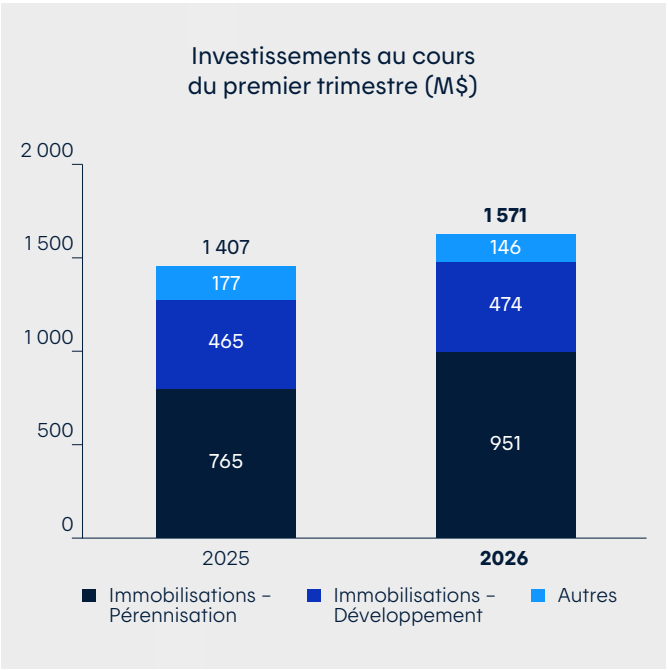
Les **frais financiers** ont totalisé 690 M$, soit 42 M$ de plus que ceux de 648 M$ enregistrés un an plus tôt. Cette majoration s'explique essentiellement par l'incidence des nouvelles émissions de dettes sur la charge d'intérêts, compte tenu de l'augmentation du programme d'emprunt lié aux activités d'investissement prévues dans le *Plan d'action 2035*.

## Investissements

Les investissements des trois premiers mois de 2026 se sont élevés à 1 571 M$, comparativement à 1 407 M$ à la même période de 2025. Ils sont composés principalement de ceux en immobilisations corporelles et incorporelles, de même que de ceux dans l'actif réglementaire ayant trait aux coûts liés aux initiatives en efficacité énergétique et en gestion de la demande de puissance. Cette hausse de plus de 10 % 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.

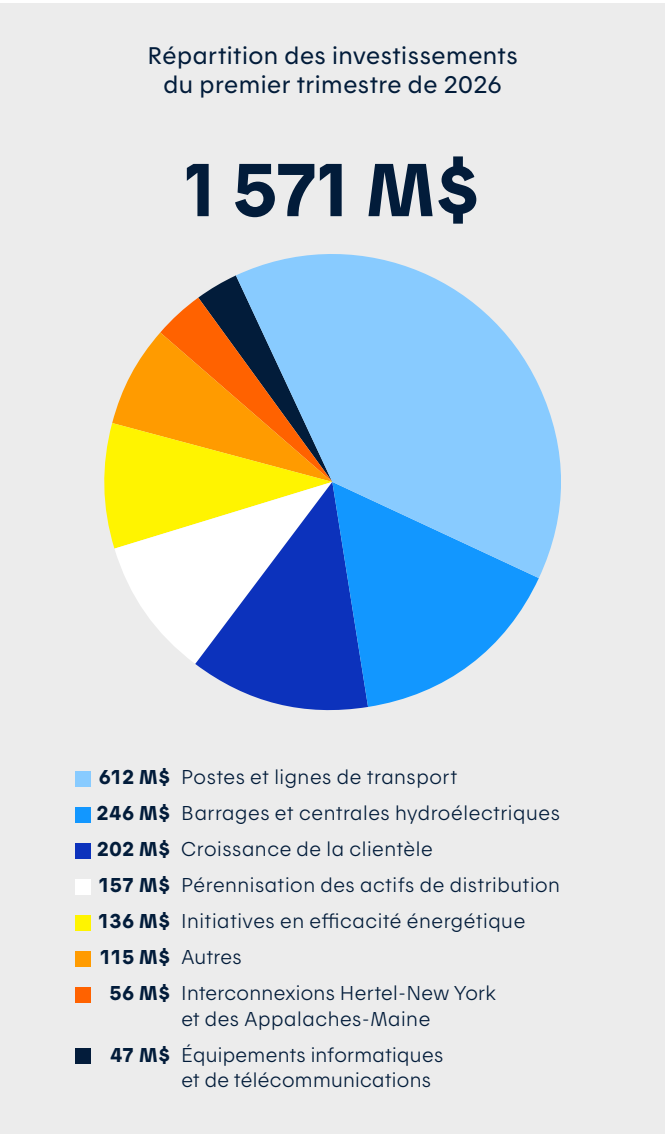
En ce qui concerne plus précisément les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles, ils se sont établis à 1 425 M$ au premier trimestre de 2026, comparativement à 1 230 M$ un an plus tôt.

Les investissements en immobilisations consacrés à la pérennisation des actifs ont atteint 951 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 poursuivi l'installation de deux nouveaux groupes convertisseurs au poste de Châteauguay, en Montérégie, de même 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 continué d'effectuer des 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.




Les investissements consacrés aux projets de développement ont totalisé 474 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, notons des investissements aux centrales Jean-Lesage, aux Outardes-2 et René-Lévesque, sur la Côte-Nord, pour en accroître la puissance. De plus, la construction de la ligne d'interconnexion Hertel-New York, aux fins de raccordement à la ligne Champlain Hudson Power Express (« CHPE ») pour alimenter la ville de New York, s'est poursuivie. La mise en service a eu lieu au deuxième trimestre. Soulignons par ailleurs que la mise en service de l'interconnexion des Appalaches-Maine, soit l'interconnexion de 1 200 MW entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre, a eu lieu en janvier. L'énergie renouvelable de l'entreprise permettra de réduire de trois millions de tonnes les émissions de GES annuelles en Nouvelle-Angleterre, soit l'équivalent du retrait de 700 000 véhicules des routes chaque année.

Les investissements directs effectués par les partenaires externes d'Hydro-Québec s'ajoutent également à ces sommes. Ensemble, ils jouent un rôle important dans le soutien de l'économie québécoise.




## Financement

Au cours du premier trimestre de 2026, Hydro-Québec a réalisé six émissions à taux fixe sur le marché canadien des capitaux : trois émissions de billets à moyen terme échéant en 2033 pour un montant de 2,1 G$, à un coût moyen de 3,67 %, et trois émissions d'obligations échéant en 2065 pour un montant de 1,3 G$, à un coût moyen de 4,61 %.

Les fonds recueillis, soit un total de 3,4 G$, servent notamment au financement d'une partie du programme d'investissement et au remboursement de dettes arrivant à échéance.

# ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(NON AUDITÉS)

## États consolidés des résultats

| En millions de dollars canadiens (non audités) | | Trois mois terminés les 31 mars | |
|---|---|---|---|
| | Notes | **2026** | 2025 |
| **Produits** | 4 | **5 785** | 5 775 |
| **Charges** | | | |
| Exploitation | | **1 157** | 1 074 |
| Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs | 9 | **(244)** | (229) |
| Achats d'électricité | | **1 539** | 1 093 |
| Amortissement | | **775** | 757 |
| Taxes | | **379** | 376 |
| Reports réglementaires | | **(361)** | – |
| | | **3 245** | 3 071 |
| **Bénéfice avant frais financiers** | | **2 540** | 2 704 |
| Frais financiers | 5 | **690** | 648 |
| **Bénéfice net** | | **1 850** | 2 056 |

## États consolidés du résultat étendu

| En millions de dollars canadiens (non audités) | | Trois mois terminés les 31 mars | |
|---|---|---|---|
| | Notes | **2026** | 2025 |
| **Bénéfice net** | | **1 850** | 2 056 |
| **Autres éléments du résultat étendu** | 10 | | |
| Variation nette des éléments désignés comme couvertures de flux de trésorerie | 7 | **(129)** | 29 |
| Variation nette des écarts de conversion | | **16** | (1) |
| Variation nette des éléments désignés comme couvertures d'investissement net | 7 | **(40)** | (2) |
| Autres | | **–** | 17 |
| | | **(153)** | 43 |
| **Résultat étendu** | | **1 697** | 2 099 |

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

## Bilans consolidés

| En millions de dollars canadiens (non audités) | Notes | Au 31 mars 2026 | Au 31 décembre 2025 |
|---|---|---|---|
| **ACTIF** | | | |
| **Actif à court terme** | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | | **4 538** | 2 660 |
| Placements temporaires | | **2 065** | 1 634 |
| Clients et autres actifs | | **6 054** | 4 947 |
| | | **12 657** | 9 241 |
| Immobilisations corporelles et incorporelles | | **84 697** | 83 935 |
| Actifs réglementaires | | **2 522** | 2 038 |
| Actifs au titre des avantages sociaux futurs | | **9 216** | 8 978 |
| Autres actifs | 6 | **3 783** | 3 841 |
| | | **112 875** | 108 033 |
| **PASSIF** | | | |
| **Passif à court terme** | | | |
| Emprunts | | **2 542** | 1 |
| Créditeurs et autres passifs | | **4 601** | 5 000 |
| Dividende à payer | | **–** | 2 180 |
| Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an | 7 | **756** | 794 |
| | | **7 899** | 7 975 |
| Dette à long terme | 7 | **67 884** | 64 757 |
| Passifs au titre des avantages sociaux futurs | | **1 192** | 1 188 |
| Autres passifs | | **4 083** | 3 953 |
| | | **81 058** | 77 873 |
| **CAPITAUX PROPRES** | | | |
| Capital-actions | | **4 374** | 4 374 |
| Bénéfices non répartis | | **26 112** | 24 302 |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu | 10 | **1 331** | 1 484 |
| | | **31 817** | 30 160 |
| | | **112 875** | 108 033 |
| Éventualités | 11 | | |

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) | | | | | Trois mois terminés les 31 mars |
|---|---|---|---|---|---|
| | Note | Capital-actions | Bénéfices non répartis | Cumul des autres éléments du résultat étendu | Total des capitaux propres |
| **Solde au 31 décembre 2025** | | **4 374** | **24 302** | **1 484** | **30 160** |
| **Bénéfice net** | | | **1 850** | | **1 850** |
| **Autres éléments du résultat étendu** | **10** | | | **(153)** | **(153)** |
| **Autres** | | | **(40)** | | **(40)** |
| **Solde au 31 mars 2026** | | **4 374** | **26 112** | **1 331** | **31 817** |
| Solde au 31 décembre 2024 | | 4 374 | 23 576 | 757 | 28 707 |
| Bénéfice net | | | 2 056 | | 2 056 |
| Autres éléments du résultat étendu | 10 | | | 43 | 43 |
| Solde au 31 mars 2025 | | 4 374 | 25 632 | 800 | 30 806 |

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

## États consolidés des flux de trésorerie

| En millions de dollars canadiens (non audités) | Notes | Trois mois terminés les 31 mars 2026 | 2025 |
|---|---|---|---|
| **Activités d'exploitation** | | | |
| Bénéfice net | | **1 850** | 2 056 |
| Ajustements visant à déterminer les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation | | | |
| Amortissement | | **775** | 757 |
| Déficit du coût net constaté par rapport aux sommes versées au titre des avantages sociaux futurs | | **(166)** | (146) |
| Gain sur cession d'un placement à la valeur de consolidation | 6 | **(90)** | – |
| Autres | | **24** | 26 |
| Actifs et passifs réglementaires | | **(439)** | (158) |
| Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement | 8 | **(1 697)** | (1 494) |
| | | **257** | 1 041 |
| **Activités d'investissement** | | | |
| Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles | | **(1 425)** | (1 230) |
| Acquisition de placements temporaires | | **(1 464)** | (1 564) |
| Acquisition de titres destinés aux fonds d'amortissement | | **–** | (101) |
| Cession de placements temporaires | | **1 029** | 335 |
| Cession d'un placement à la valeur de consolidation | 6 | **263** | – |
| Augmentation des placements à la valeur de consolidation | | **(47)** | (21) |
| Autres | | **5** | 18 |
| | | **(1 639)** | (2 563) |
| **Activités de financement** | | | |
| Émission de dette à long terme | | **3 436** | 1 736 |
| Remboursement de dette à long terme | | **(391)** | (117) |
| Encaissements découlant de la gestion du risque de crédit | | **731** | 657 |
| Décaissements découlant de la gestion du risque de crédit | | **(869)** | (634) |
| Variation nette des titres d'emprunt de trois mois et moins | | **1 852** | 2 789 |
| Émission de titres d'emprunt à court terme de plus de trois mois | | **650** | 704 |
| Dividende versé | | **(2 180)** | (1 997) |
| Autres | | **28** | 19 |
| | | **3 257** | 3 157 |
| **Effet des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie** | | **3** | (4) |
| **Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie** | | **1 878** | 1 631 |
| **Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période** | | **2 660** | 3 846 |
| **Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période** | | **4 538** | 5 477 |
| Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie | 8 | | |

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

# NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

## (NON AUDITÉS)

Périodes de trois mois terminées les 31 mars 2026 et 2025

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 2025* 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 2025* 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 5 juin 2026, 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

### Normes publiées mais non encore adoptées

#### Immobilisations incorporelles

En septembre 2025, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié l'Accounting Standards Update (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 1er janvier 2028. Hydro-Québec examine actuellement l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

#### Subventions gouvernementales

En décembre 2025, le FASB a publié l'ASU 2025-10, *Government Grants (Topic 832)—Accounting for Government Grants Received by Business Entities*.

Cette ASU fournit des directives sur l'évaluation initiale, la comptabilisation, la présentation et la divulgation des subventions gouvernementales. Elle pourra être appliquée selon l'une des trois méthodes prescrites, soit une approche prospective modifiée, rétrospective modifiée ou rétrospective aux états financiers trimestriels et annuels des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2029. Hydro-Québec examine actuellement l'incidence de cette ASU sur ses états financiers consolidés.

## Note 3 – Réglementation

### Activités de distribution

À compter du 1er avril 2026, conformément à la décision D-2026-036 du 26 mars 2026, rendue dans le cadre du cycle réglementaire 2026-2028, des hausses de tarifs de 3,0 % pour la clientèle résidentielle et de 3,8 % pour la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle ont été approuvées.

La Régie de l'énergie du Québec (la « Régie ») reconnaît, dans la décision D-2026-033 du 13 mars 2026, la mise à jour des principes réglementaires et pratiques comptables. En vertu de cette décision, l'ensemble des comptes d'écarts qui étaient inopérants sous la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité* (L.Q. 2019, c. 27) deviennent utiles et disponibles. Ces écarts sont comptabilisés à titre d'actif réglementaire ou de passif réglementaire, selon le cas.

# Note 3 – Réglementation (*suite*)

Au 31 mars 2026, les principaux comptes d'écarts sont les suivants :

### Écarts de revenus liés aux aléas climatiques

Les écarts entre les revenus réels et les revenus prévus dans les dossiers tarifaires, établis selon les normales climatiques, ont été comptabilisés comme un passif réglementaire d'un montant de 89 M$ au 31 mars 2026. La contrepartie a été comptabilisée dans le poste Produits des autres activités.

### Écarts liés aux approvisionnements en électricité

Les écarts, en prix et en volume, entre les approvisionnements réels en électricité et ceux prévus dans les dossiers tarifaires et reconnus par la Régie aux fins de l'établissement des tarifs d'électricité ont été comptabilisés à titre d'actif réglementaire d'un montant de 345 M$ au 31 mars 2026. La contrepartie a été comptabilisée dans le poste Reports réglementaires.

# Note 4 – Produits

| | Trois mois terminés les 31 mars | |
|---|---|---|
| | **2026** | 2025 |
| **Produits des activités ordinaires**[a] | | |
| Ventes d'électricité | | |
| Au Québec | **5 107** | 4 832 |
| Hors Québec | **526** | 798 |
| | **5 633** | 5 630 |
| Autres produits des activités ordinaires | **70** | 74 |
| | **5 703** | 5 704 |
| **Produits des autres activités**[b] | **82**[c] | 71 |
| | **5 785** | 5 775 |

a) Y compris des gains et pertes sur instruments dérivés (voir la note 7, Instruments financiers).

b) Y compris les quotes-parts des résultats des placements comptabilisés à la valeur de consolidation de 27 M$ pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2026 (27 M$ pour la période correspondante de 2025).

c) Y compris un gain de 87 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 31 mars | |
|---|---|---|
| | **2026** | 2025 |
| Intérêts nets sur la dette à long terme[a] | **722** | 670 |
| Frais financiers capitalisés | **(71)** | (58) |
| Revenu net de placement[b] | **(37)** | (39) |
| Autres[c] | **76** | 75 |
| | **690** | 648 |

a) Y compris des revenus de placement de 17 M$ pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2026 (10 M$ pour la période correspondante de 2025) 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.

b) Y compris des intérêts de 10 M$ pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2026 (16 M$ pour la période correspondante de 2025) sur les emprunts à court terme et sur la trésorerie reçue en garantie. Dans le cadre de la gestion de son risque de liquidité, Hydro-Québec a accès à un programme de papier commercial dont la limite est de 5 G$ US ou l'équivalent en $ CA. Elle vise à investir les fonds levés dans des titres de placements temporaires et des équivalents de trésorerie.

c) Y compris des frais de garantie de 76 M$ pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2026 (70 M$ pour la période correspondante de 2025) qui ont été versés au gouvernement du Québec relativement aux titres d'emprunt, lesquels sont assortis d'un taux de 0,5 %.

# Note 6 – Autres actifs

Le 20 janvier 2026, Hydro-Québec a conclu la cession de sa participation de 45 % dans Dana TM4 dans le cadre de l'exercice de l'option de vente, pour une contrepartie en trésorerie de 263 M$ (190 M$ US). Cette opération a donné lieu à un gain de 87 M$, déduction faite des coûts de transaction, qui a été comptabilisé dans le poste Produits des autres activités. Le gain inclut le reclassement d'un montant de 16 M$ provenant du Cumul des autres éléments du résultat étendu qui découle d'écarts de conversion de périodes antérieures.

# Note 7 – 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 31 mars 2026** | Au 31 décembre 2025 |
|---|---|---|
| **Risque de change** | | |
| Vente (M$ US) | **2 985** | 2 739 |
| Achat (M$ US) | **4 437** | 2 870 |
| **Risque de taux d'intérêt** | | |
| Taux payeur variable (M$ CA) | **1 500** | 1 500 |
| Taux payeur fixe (M$ CA) | **2 000** | 2 000 |
| **Risque de prix** | | |
| Électricité – Vente (TWh) | **1,7** | 4,9 |
| Électricité – Achat (TWh) | **1,6** | 2,8 |
| Aluminium (tonnes) | **540 450** | 470 500 |
| Diesel (millions de litres) | **5,0** | 5,0 |

# Note 7 – 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 31 mars 2026, le poste Clients et autres actifs comprenait un montant de 3 165 M$ (2 422 M$ au 31 décembre 2025) provenant de contrats conclus avec des clients et clientes, dont 1 650 M$ (1 732 M$ au 31 décembre 2025) au titre de l'électricité livrée mais non facturée. Les montants dans le poste Clients et autres actifs sont présentés déduction faite de la provision pour pertes de crédit de 433 M$ (404 M$ au 31 décembre 2025).

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 31 mars 2026 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Couvertures de juste valeur | Couvertures de flux de trésorerie | Couvertures d'investissement net | Dérivés non désignés comme couvertures | Total |
| **Actif** | | | | | |
| Contrats de change | – | 510 | – | 53 | **563** |
| Contrats de taux d'intérêt | 98 | 37 | – | – | **135** |
| Contrats de prix | – | 19 | – | 30 | **49** |
| Montants bruts comptabilisés | 98 | 566 | – | 83 | **747** |
| Moins | | | | | |
| Incidence de la compensation entre contreparties[a] | | | | | **206** |
| Incidence de la trésorerie reçue en garantie[b] | | | | | **481** |
| **Actif net** | | | | | **60**[c] |
| **Passif** | | | | | |
| Contrats de change | – | 16 | 54 | 6 | **76** |
| Contrats de taux d'intérêt | – | 9 | – | – | **9** |
| Contrats de prix | – | 250 | – | 57 | **307** |
| Montants bruts comptabilisés | – | 275 | 54 | 63 | **392** |
| Moins | | | | | |
| Incidence de la compensation entre contreparties[a] | | | | | **206** |
| Incidence de la trésorerie versée en garantie[b] | | | | | **110** |
| **Passif net** | | | | | **76**[d] |

# Note 7 – Instruments financiers (*suite*)

| | Au 31 décembre 2025 | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Couvertures de juste valeur | Couvertures de flux de trésorerie | Couvertures d'investissement net | Dérivés non désignés comme couvertures | Total |
| **Actif** | | | | | |
| Contrats de change | – | 527 | 1 | 16 | 544 |
| Contrats de taux d'intérêt | 113 | 49 | – | – | 162 |
| Contrats de prix | – | – | – | 60 | 60 |
| Montants bruts comptabilisés | 113 | 576 | 1 | 76 | 766 |
| Moins | | | | | |
| Incidence de la compensation entre contreparties[a] | | | | | 111 |
| Incidence de la trésorerie reçue en garantie[b] | | | | | 581 |
| **Actif net** | | | | | 74[c] |
| **Passif** | | | | | |
| Contrats de change | – | 24 | 12 | 9 | 45 |
| Contrats de prix | – | 131 | – | 28 | 159 |
| Montants bruts comptabilisés | – | 155 | 12 | 37 | 204 |
| Moins | | | | | |
| Incidence de la compensation entre contreparties[a] | | | | | 111 |
| Incidence de la trésorerie versée en garantie[b] | | | | | 38 |
| **Passif net** | | | | | 55[d] |

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 31 mars 2026, 31 M$ étaient comptabilisés dans le poste Clients et autres actifs (62 M$ au 31 décembre 2025) et 29 M$, dans le poste Autres actifs (12 M$ au 31 décembre 2025).

d) Au 31 mars 2026, 68 M$ étaient comptabilisés dans le poste Créditeurs et autres passifs (45 M$ au 31 décembre 2025) et 8 M$, dans le poste Autres passifs (10 M$ au 31 décembre 2025).

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 31 mars 2026, un montant de 29 M$ à recevoir en contrepartie de versements nets (24 M$ au 31 décembre 2025) et un montant de 35 M$ à recevoir en contrepartie du transfert de bons du Trésor (46 M$ au 31 décembre 2025) étaient intégrés dans le poste Clients et autres actifs, tandis qu'aucun montant à verser en contrepartie d'encaissements nets n'était intégré dans le poste Créditeurs et autres passifs (29 M$ au 31 décembre 2025). 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 31 mars 2026 | | | | Au 31 décembre 2025 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Niveau 1[a] | Niveau 2[b] | Niveau 3[c] | Total | Niveau 1[a] | Niveau 2[b] | Niveau 3[c] | Total |
| **Actif** | 11 | 717 | 19 | **747** | 23 | 706 | 37 | 766 |
| **Passif** | 43 | 349 | – | **392** | 38 | 165 | 1 | 204 |
| | | | | **355** | | | | 562 |

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 7 – 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 31 mars | |
|---|---|---|
| | **2026** | 2025 |
| **Gains (pertes) sur dérivés comptabilisés dans les résultats** | | |
| Couvertures de juste valeur | | |
| Contrats de taux d'intérêt[a] | **(10)** | 22 |
| Dérivés non désignés comme couvertures | | |
| Contrats de change[b] | **16** | 9 |
| Contrats de prix[b] | **44** | (9) |
| | **50**[c] | 22[c] |
| **Gains (pertes) sur dérivés reclassés des autres éléments du résultat étendu aux résultats** | | |
| Couvertures de flux de trésorerie | | |
| Contrats de change[d] | **58** | (10) |
| Contrats de prix[e] | **(41)** | (38) |
| | **17**[c] | (48)[c] |
| **(Pertes) gains sur dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu** | | |
| Couvertures de flux de trésorerie | | |
| Contrats de change | **41** | 19 |
| Contrats de taux d'intérêt | **4** | (11) |
| Contrats de prix | **(157)** | (27) |
| | **(112)** | (19) |
| Couvertures d'investissement net | | |
| Contrats de change | **(40)** | (2) |
| | **(152)** | (21) |

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 la période de trois mois terminée le 31 mars 2026, 41 M$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(9) M$ pour la période correspondante de 2025], (3) M$, dans le poste Achats d'électricité [(1) M$ pour la période correspondante de 2025] et 22 M$, dans le poste Frais financiers (10 M$ pour la période correspondante de 2025).

c) Les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 5 785 M$, 1 539 M$ et 690 M$ pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2026 (5 775 M$, 1 093 M$ et 648 M$ pour la période correspondante de 2025).

d) Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2026, 3 M$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(9) M$ pour la période correspondante de 2025] et 55 M$, dans le poste Frais financiers [(1) M$ pour la période correspondante de 2025].

e) Pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2026, (41) M$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(38) M$ pour la période correspondante de 2025].

Pour les périodes de trois mois terminées les 31 mars 2026 et 2025, 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 31 mars 2026, 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 227 M$ (gain net de 14 M$ au 31 mars 2025).

Au 31 mars 2026, la durée maximale sur laquelle Hydro-Québec couvrait son exposition aux variations des flux de trésorerie liées aux opérations futures était de quatre ans (cinq ans au 31 mars 2025).

# Note 7 – Instruments financiers (*suite*)

### Juste valeur des autres instruments financiers

La valeur comptable des équivalents de trésorerie, des comptes clients, des dépôts ainsi que des autres actifs et passifs financiers à court terme correspond à leur juste valeur en raison de leur échéance rapprochée.

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. Ces éléments sont présentés dans le tableau suivant :

| | **Au 31 mars 2026** | | Au 31 décembre 2025 | |
|---|---|---|---|---|
| | Valeur comptable | Juste valeur | Valeur comptable | Juste valeur |
| **Actif** | | | | |
| Fonds d'amortissement[a, b] | **1 978** | **1 988** | 1 973 | 1 993 |
| **Passif** | | | | |
| Dette à long terme[b] | **68 640**[c, d] | **65 353** | 65 551[c, d] | 63 787 |

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 1 482 M$ au 31 mars 2026 (1 483 M$ au 31 décembre 2025) 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 91 M$ au 31 mars 2026 (101 M$ au 31 décembre 2025) au titre des relations de couverture existantes et de (41) M$ au 31 mars 2026 [(43) M$ au 31 décembre 2025] au titre des relations de couverture auxquelles Hydro-Québec a mis fin.

d) Exclusion faite des intérêts courus d'un montant de 473 M$ au 31 mars 2026 (1 011 M$ au 31 décembre 2025).

# Note 8 – Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

| | Trois mois terminés les 31 mars | |
|---|---|---|
| | **2026** | 2025 |
| **Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement** | | |
| Clients et autres actifs | **(1 233)** | (1 046) |
| Créditeurs et autres passifs | **(464)** | (448) |
| | **(1 697)** | (1 494) |
| **Activités sans effet sur la trésorerie** | | |
| Augmentation des immobilisations corporelles et incorporelles | **32** | 31 |
| Augmentation des actifs et des passifs au titre des contrats de location-exploitation | **13** | 10 |
| | **45** | 41 |
| **Intérêts payés** | **1 170** | 1 086 |

# Note 9 – Avantages sociaux futurs

| | Trois mois terminés les 31 mars | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Régime de retraite | | Autres régimes | | Total | |
| | **2026** | 2025 | **2026** | 2025 | **2026** | 2025 |
| Coût des services rendus | **89** | 93 | **13** | 13 | **102** | 106 |
| Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs | | | | | | |
| Intérêts sur les obligations | **282** | 278 | **16** | 15 | **298** | 293 |
| Rendement prévu des actifs | **(542)** | (522) | **–** | – | **(542)** | (522) |
| | **(260)** | (244) | **16** | 15 | **(244)** | (229) |
| **(Crédit) coût net constaté** | **(171)** | (151) | **29** | 28 | **(142)** | (123) |

# Note 10 – Cumul des autres éléments du résultat étendu

| | **Trois mois terminés le 31 mars 2026** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 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 2025 | 649 | 104 | (69) | 799 | 1 | **1 484** |
| Autres éléments du résultat étendu avant reclassements | (112) | 32 | (40) | – | – | **(120)** |
| Moins | | | | | | |
| Gains reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu | 17 | 16[a] | – | – | – | **33** |
| Autres éléments du résultat étendu | (129) | 16 | (40) | – | – | **(153)** |
| Solde au 31 mars 2026 | 520 | 120 | (109) | 799 | 1 | **1 331** |

| | Trois mois terminés le 31 mars 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 | (19) | (1) | (2) | 1 | 16 | (5) |
| Moins | | | | | | |
| Pertes reclassées hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu | (48) | – | – | – | – | (48) |
| Autres éléments du résultat étendu | 29 | (1) | (2) | 1 | 16 | 43 |
| Solde au 31 mars 2025 | 500 | 183 | (139) | 211 | 45 | 800 |

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 11 – 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 hydroélectrique 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 de titres 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 12 – Informations sur le secteur d'exploitation

Hydro-Québec n'a qu'un seul secteur d'exploitation et 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, soit la présidente-directrice générale. Cette dernière se base sur le bénéfice net pour analyser les résultats réels et prévus dans le but d'évaluer la performance d'Hydro-Québec. 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 31 mars | |
|---|---|---|---|
| | Notes | **2026** | 2025 |
| **Produits** | 4 | **5 785** | 5 775 |
| **Charges** | | | |
| Exploitation courante[a] | | **1 058** | 966 |
| Achats d'électricité | | **1 539** | 1 093 |
| Amortissement | | **775** | 757 |
| Autres[b] | | **(127)** | 255 |
| **Frais financiers** | 5 | **690** | 648 |
| **Bénéfice net** | | **1 850** | 2 056 |
| **Investissements[c]** | | **1 571** | 1 407 |
| **Placements à la valeur de consolidation aux 31 mars** | | **1 596** | 1 736 |

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, du coût des services rendus aux fins du Régime de retraite ainsi que des reports réglementaires.

c) Les investissements, tels qu'ils sont présentés à des fins de gestion, sont composés principalement de ceux en immobilisations corporelles et incorporelles, de même que de ceux dans l'actif réglementaire ayant trait aux coûts liés aux initiatives en efficacité énergétique et en gestion de la demande de puissance.

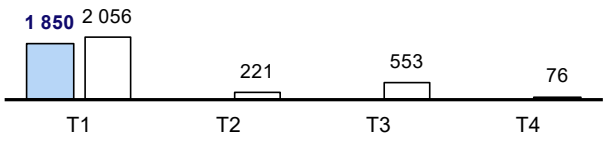
# FAITS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS

## (NON AUDITÉS)

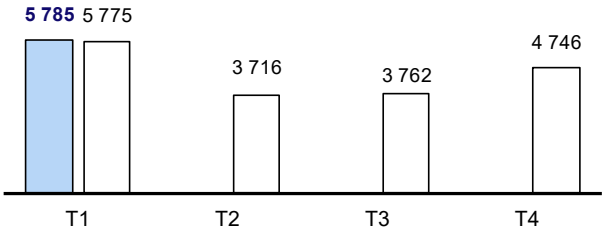
Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens.

| | Trois mois terminés les 31 mars | | |
|---|---|---|---|
| **Sommaire des résultats** | **2026** | 2025 | Variation (%) |
| Produits | **5 785** | 5 775 | 0,2 ↑ |
| Charges | **3 245** | 3 071 | 5,7 ↑ |
| Frais financiers | **690** | 648 | 6,5 ↑ |
| Bénéfice net | **1 850** | 2 056 | 10,0 ↓ |

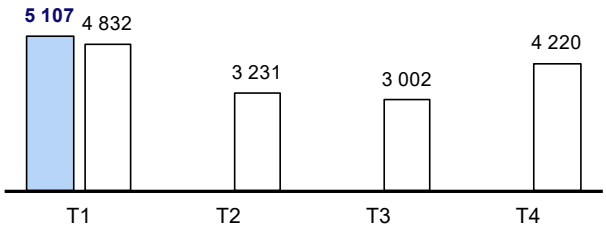
**Bénéfice net**



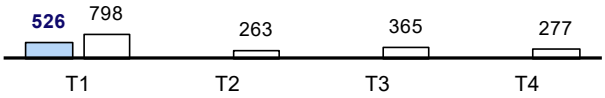

**Produits**




**Produits des ventes d'électricité au Québec**




**Produits des ventes d'électricité hors Québec**




**2026** 2025

Hydro-Québec, Édifice Jean-Lesage, 75, boulevard René-Lévesque Ouest, Montréal (Québec) H2Z 1A4 CANADA
www.hydroquebec.com
La version française de ce document fait foi.
*This document is also available in English.*
ISSN 2563-9943
2026G229F