Le bulletin trimestriel

Troisième trimestre 2026

Résultats financiers

Chiffres clés du trimestre

580 M$	2 047 M$	36,7 TWh 3 143 M$	5,1 TWh 906 M$
Bénéfice net	Investissements	Ventes d'électricité au Québec	Ventes d'électricité hors Québec

Chiffres clés des trois premiers trimestres

2 600 M$	5 486 M$	135,5 TWh 11 614 M$	12,6 TWh 1 853 M$
Bénéfice net	Investissements	Ventes d'électricité au Québec	Ventes d'électricité hors Québec

Analyse par la direction

Contexte des trois premiers trimestres

Les résultats des trois premiers trimestres de 2026 s'inscrivent dans le contexte de faible hydraulicité historique observé depuis 2023. 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. La performance financière de l'entreprise a également été marquée 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. Ainsi, l'entreprise a poursuivi la reconstitution de ses stocks grâce à une gestion prudente et dynamique ainsi qu'à sa flexibilité opérationnelle, afin d'assurer la sécurité énergétique du Québec. Cette approche a donné lieu à un recul des produits des ventes à court terme hors Québec et à un accroissement des achats d'électricité.

Résultats trimestriels

Au troisième trimestre de 2026, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec a atteint 580 M$, soit 27 M$ de plus que les 553 M$ enregistrés à la même période de l'an dernier.

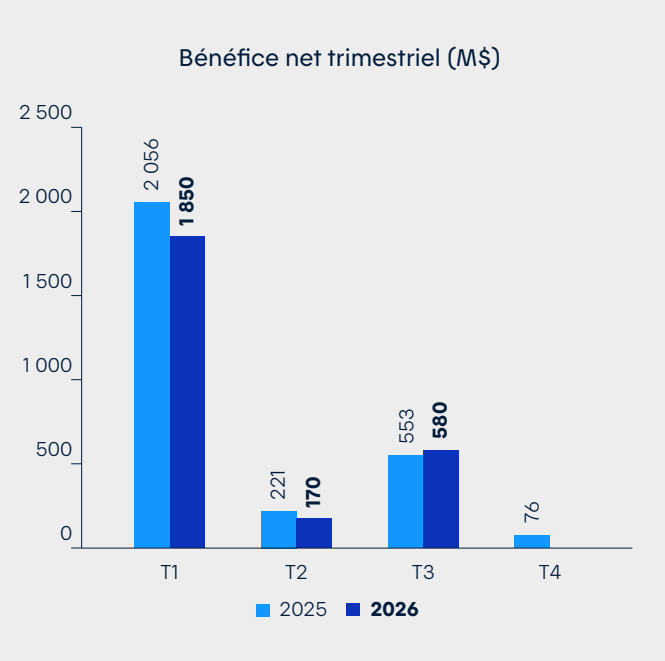
Sur les marchés hors Québec, les ventes d'électricité ont augmenté de 541 M$ en raison surtout de la mise en exploitation commerciale en 2026 des interconnexions des Appalaches-Maine (« NECEC ») et Hertel-New York (« CHPE »). Sur le marché du Québec, les ventes ont progressé de 141 M$ par rapport au trimestre correspondant de 2025, par suite surtout de l'indexation des tarifs le 1er avril 2026. Ces résultats favorables ont toutefois été atténués par deux principaux facteurs. D'abord, les achats d'électricité ont bondi de 312 M$ sous l'effet notamment de la hausse des approvisionnements à court terme pour reconstituer les stocks énergétiques. Ensuite, rappelons qu'un gain non récurrent de 256 M$ avait été comptabilisé en 2025 lors de la cession du placement d'Hydro-Québec dans Innergex énergie renouvelable inc.

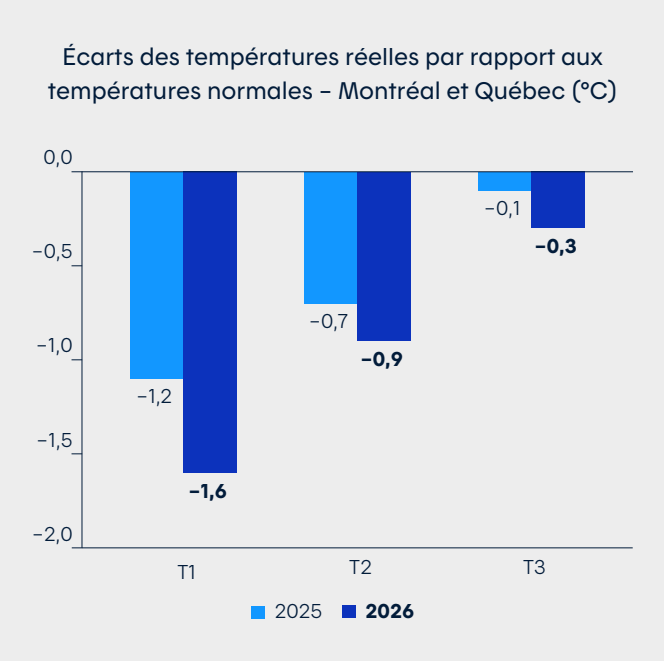
Sommaire des résultats des trois premiers trimestres

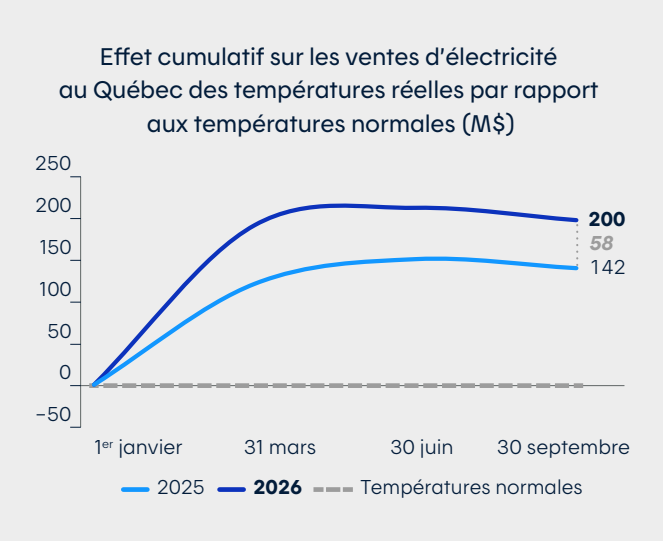
Le **bénéfice net** d'Hydro-Québec s'est établi à 2 600 M$ pour les neuf premiers mois de 2026, soit 230 M$ de moins que les 2 830 M$ enregistrés à la même période de l'an dernier. Cette diminution s'explique par une hausse des achats d'électricité, en raison des températures hivernales plus froides et de la faible hydraulicité, ainsi que par le gain non récurrent comptabilisé en 2025 à la suite de la cession du placement dans Innergex énergie renouvelable inc. Ces facteurs défavorables ont toutefois été atténués par la croissance des ventes au Québec ainsi que sur les marchés hors Québec en raison des nouveaux contrats d'exportation.

Résultats consolidés des trois premiers trimestres

Les **produits** ont totalisé 13 997 M$, soit un bond de 744 M$ comparativement aux 13 253 M$ inscrits pour les trois premiers trimestres de 2025.







Au Québec, les ventes ont rapporté 549 M$ de plus qu'à la même période de l'exercice précédent, où elles avaient atteint 11 065 M$. L'effet des températures, surtout celles de l'hiver 2026 qui ont été plus froides que l'an dernier, s'est traduit par une hausse des ventes de 0,5 TWh ou 58 M$. La progression tient également à l'indexation des tarifs les 1ers avril 2025 et 2026, qui a donné lieu à un accroissement de 332 M$ des produits. Enfin, les fluctuations favorables des cours de l'aluminium ont conduit à une augmentation de 93 M$ des produits associés aux contrats spéciaux avec certains grands clients industriels.

En ce qui a trait aux ventes d'électricité sur les marchés externes, elles se sont établies à 1 853 M$, soit 427 M$ de plus que celles de 1 426 M$ enregistrées à la même période de 2025. Cette hausse s'explique surtout par la progression des ventes réalisées en vertu de contrats à long terme, principalement grâce à la mise en exploitation commerciale des projets NECEC et CHPE. Mentionnons que ces contrats généreront des revenus stables et importants sur l'horizon prévu. Pour leur part, les ventes à court terme ont diminué de 2,7 TWh. En effet, compte tenu des apports naturels en eau historiquement bas et de la forte sollicitation du réseau de transport au Québec découlant des températures hivernales, les ventes à court terme sur les marchés ont été considérablement inférieures à celles de l'an passé.

Les produits des autres activités ont, quant à eux, diminué de 198 M$ par rapport à il y a un an. La baisse s'explique notamment par la comptabilisation d'un gain non récurrent de 256 M$ en 2025 lors de la cession du placement d'Hydro-Québec dans Innergex énergie renouvelable inc. Elle a toutefois été atténuée par le gain de 87 M$ comptabilisé en 2026 lors de la cession du placement d'Hydro-Québec dans Dana TM4.

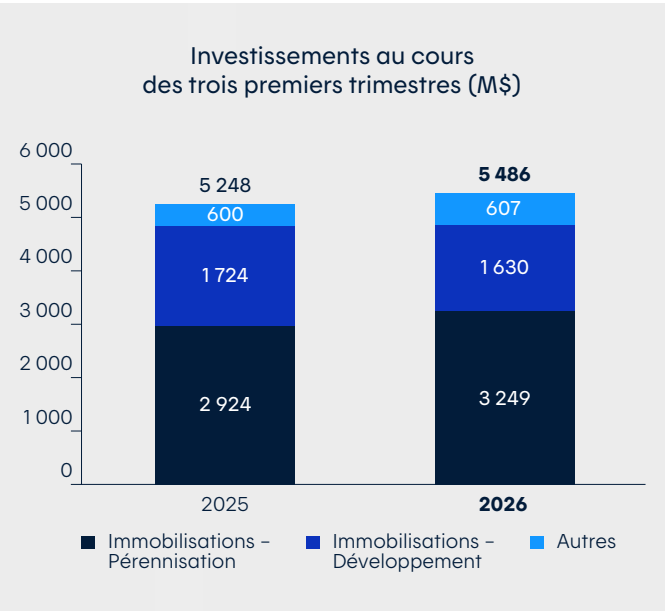
Les **charges totales** ont atteint 9 298 M$, soit 837 M$ de plus que celles de 8 461 M$ inscrites à la période correspondante de 2025. Cet écart est attribuable à deux principaux facteurs. D'une part, les achats d'électricité ont augmenté de 987 M$ par suite surtout d'une hausse des approvisionnements à court terme sur les marchés, notamment afin de répondre aux besoins du Québec lors des périodes de froid intense au premier trimestre. Une partie de ces achats a dû être effectuée à des prix plus élevés, entre autres en raison de la forte demande en énergie. Aux deuxième et troisième trimestres, compte tenu de la baisse des prix liée à la fin de l'hiver, Hydro-Québec a accru ses achats afin de reconstituer une partie de ses réserves énergétiques. 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, l'entreprise a pu comptabiliser un actif réglementaire de 263 M$ dans les reports réglementaires, ce qui a entraîné une réduction des charges totales. Rappelons 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*.

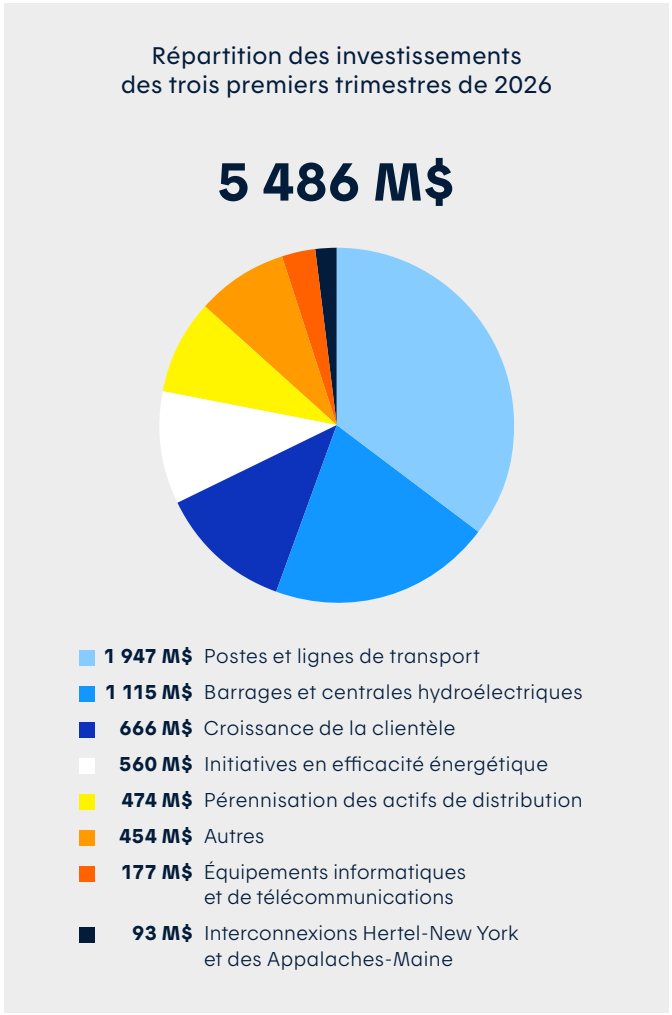
Les **frais financiers** ont totalisé 2 099 M$, soit 137 M$ de plus que ceux de 1 962 M$ enregistrés un an plus tôt. Cette majoration s'explique essentiellement par l'incidence des nouvelles émissions de dettes sur la charge d'intérêts, compte tenu de l'augmentation du programme d'emprunt lié aux activités d'investissement prévues dans le *Plan d'action 2035*.

Investissements

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles des neuf premiers mois de 2026 se sont établis à 4 879 M$, soit une hausse de 231 M$ comparativement aux 4 648 M$ inscrits un an plus tôt.

Les investissements en immobilisations consacrés à la pérennisation des actifs ont atteint 3 249 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 1 630 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. Rappelons également que deux nouvelles interconnexions ont été mises en exploitation. En effet, la ligne d'interconnexion Hertel-New York, construite aux fins de raccordement à la ligne CHPE pour alimenter la ville de New York, a été mise en service en mai dernier et le projet NECEC, soit l'interconnexion de 1 200 MW entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre, a été mis en service en janvier.

À ces investissements en immobilisations s'ajoutent principalement ceux affectés à l'actif réglementaire ayant trait aux coûts liés aux initiatives en efficacité énergétique et en gestion de la demande de puissance. Ainsi, les investissements totaux des neuf premiers mois de 2026 se sont élevés à 5 486 M$, comparativement à 5 248 M$ à la même période de 2025. Cette augmentation de près de 5 % par rapport à l'an dernier et de 63 % depuis le lancement du *Plan d'action 2035* se rapporte à plusieurs priorités de ce dernier. Les investissements réalisés découlent 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 aider celle-ci à mieux consommer l'énergie et à réaliser des économies intéressantes sur sa facture d'électricité.

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 troisième trimestre de 2026, Hydro-Québec a réalisé deux émissions d'obligations à taux fixe sur le marché canadien des capitaux à un coût moyen de 4,82 %. Les obligations arriveront à échéance en 2065.

Ces activités de financement ont permis de réunir 0,9 G$. Elles s'ajoutent à celles réalisées au cours du premier semestre, ce qui porte le montant total recueilli depuis le début de l'exercice à 5,8 G$.

Les fonds 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 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	**2026**	2025	**2026**	2025
Produits	4	**4 177**	3 762	**13 997**	13 253
Charges					
Exploitation		**1 125**	1 009	**3 484**	3 289
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	9	**(244)**	(229)	**(732)**	(687)
Achats d'électricité		**1 036**	724	**3 625**	2 638
Amortissement		**789**	780	**2 401**	2 305
Taxes		**282**	273	**945**	916
Reports réglementaires		**(91)**	–	**(425)**	–
		2 897	2 557	**9 298**	8 461
Bénéfice avant frais financiers		**1 280**	1 205	**4 699**	4 792
Frais financiers	5	**700**	652	**2 099**	1 962
Bénéfice net		**580**	553	**2 600**	2 830

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	**2026**	2025	**2026**	2025
Bénéfice net		**580**	553	**2 600**	2 830
Autres éléments du résultat étendu	10				
Variation nette des éléments désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7	**74**	(5)	**(14)**	207
Variation nette des écarts de conversion		**(1)**	55	**50**	(52)
Variation nette des éléments désignés comme couvertures d'investissement net	7	**(9)**	(54)	**(89)**	45
Autres		**3**	(44)	**3**	(23)
		67	(48)	**(50)**	177
Résultat étendu		**647**	505	**2 550**	3 007

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

Bilans consolidés

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Au 30 septembre 2026	Au 31 décembre 2025
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		**5 893**	2 660
Placements temporaires		**2 593**	1 634
Clients et autres actifs		**4 009**	4 947
		12 495	9 241
Immobilisations corporelles et incorporelles		**86 735**	83 935
Actifs réglementaires		**2 858**	2 038
Actifs au titre des avantages sociaux futurs		**9 489**	8 978
Autres actifs	6	**5 279**	3 841
		116 856	108 033
PASSIF			
Passif à court terme			
Emprunts		**3 831**	1
Créditeurs et autres passifs		**4 278**	5 000
Dividende à payer		**–**	2 180
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	7	**469**	794
		8 578	7 975
Dette à long terme	7	**70 258**	64 757
Passifs au titre des avantages sociaux futurs		**1 200**	1 188
Autres passifs		**4 151**	3 953
		84 187	77 873
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions		**4 374**	4 374
Bénéfices non répartis		**26 861**	24 302
Cumul des autres éléments du résultat étendu	10	**1 434**	1 484
		32 669	30 160
		116 856	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)					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 2025		**4 374**	**24 302**	**1 484**	**30 160**
Bénéfice net			**2 600**		**2 600**
Autres éléments du résultat étendu	**10**			**(50)**	**(50)**
Autres			**(41)**		**(41)**
Solde au 30 septembre 2026		**4 374**	**26 861**	**1 434**	**32 669**
Solde au 31 décembre 2024		4 374	23 576	757	28 707
Bénéfice net			2 830		2 830
Autres éléments du résultat étendu	10			177	177
Solde au 30 septembre 2025		4 374	26 406	934	31 714

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 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
		2026	2025	**2026**	2025
Activités d'exploitation					
Bénéfice net		**580**	553	**2 600**	2 830
Ajustements visant à déterminer les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation					
Amortissement		**789**	780	**2 401**	2 305
Déficit du coût net constaté par rapport aux sommes versées au titre des avantages sociaux futurs		**(166)**	(147)	**(498)**	(438)
Gain sur cession d'un placement à la valeur de consolidation	6	**–**	(260)	**(90)**	(260)
Autres		**(290)**	93	**(224)**	35
Actifs et passifs réglementaires		**(248)**	(418)	**(856)**	(805)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	8	**(122)**	(41)	**(552)**	12
		543	560	**2 781**	3 679
Activités d'investissement					
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles		**(1 797)**	(1 815)	**(4 879)**	(4 648)
Acquisition de placements temporaires		**(771)**	(1 834)	**(3 371)**	(5 069)
Acquisition de titres destinés aux fonds d'amortissement		**(382)**	–	**(873)**	(313)
Cession de placements temporaires		**1 041**	1 550	**2 421**	2 243
Cession de titres provenant du fonds d'amortissement		**724**	–	**724**	–
Cession d'un placement à la valeur de consolidation	6	**–**	556	**263**	556
Augmentation des placements à la valeur de consolidation		**(129)**	(144)	**(267)**	(240)
Autres		**(37)**	–	**(48)**	(20)
		(1 351)	(1 687)	**(6 030)**	(7 491)
Activités de financement					
Émission de dette à long terme		**908**	1 718	**5 838**	5 647
Remboursement de dette à long terme		**(77)**	(39)	**(838)**	(187)
Encaissements découlant de la gestion du risque de crédit		**581**	330	**2 137**	1 690
Décaissements découlant de la gestion du risque de crédit		**(532)**	(391)	**(2 272)**	(1 738)
Variation nette des titres d'emprunt de trois mois et moins		**1 160**	81	**2 700**	1 705
Émission de titres d'emprunt à court terme de plus de trois mois		**650**	312	**1 969**	1 275
Remboursement de titres d'emprunt à court terme de plus de trois mois		**(396)**	(574)	**(915)**	(959)
Dividende versé		**–**	–	**(2 180)**	(1 997)
Autres		**7**	(4)	**35**	14
		2 301	1 433	**6 474**	5 450
Effet des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		**1**	11	**8**	(18)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**1 494**	317	**3 233**	1 620
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		**4 399**	5 149	**2 660**	3 846
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		**5 893**	5 466	**5 893**	5 466
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 et de neuf mois terminées les 30 septembre 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 13 novembre 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.

Crédits environnementaux et obligations de crédits environnementaux

En mai 2026, le FASB a publié l'ASU 2026-02, *Environmental Credits and Environmental Credit Obligations (Topic 818)*.

Cette ASU fournit des directives sur l'évaluation initiale, la comptabilisation, la présentation et la divulgation des crédits environnementaux ainsi que sur les obligations à l'égard de ceux-ci. Elle devra être appliquée selon l'approche rétrospective modifiée, avec un ajustement cumulatif 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.

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.

Au 30 septembre 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 94 M$ au 30 septembre 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 263 M$ au 30 septembre 2026. La contrepartie a été comptabilisée dans le poste Reports réglementaires.

Note 4 – Produits

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2026	2025	**2026**	2025
Produits des activités ordinaires[a]				
Ventes d'électricité				
Au Québec	**3 143**	3 002	**11 614**	11 065
Hors Québec	**906**	365	**1 853**	1 426
	4 049	3 367	**13 467**	12 491
Autres produits des activités ordinaires	**56**	79	**276**	310
	4 105	3 446	**13 743**	12 801
Produits des autres activités[b]	**72**	316[c]	**254**[c]	452[c]
	4 177	3 762	**13 997**	13 253

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 16 M$ et de 75 M$ respectivement pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2026 (12 M$ et 57 M$ pour les périodes correspondantes de 2025).

c) Y compris un gain de 87 M$ relatif à la cession d'un placement à la valeur de consolidation (256 M$ en 2025) (voir la note 6, Autres actifs).

Note 5 – Frais financiers

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2026	2025	**2026**	2025
Intérêts nets sur la dette à long terme[a]	**742**	701	**2 196**	2 058
Frais financiers capitalisés	**(84)**	(72)	**(228)**	(196)
Revenu net de placement[b]	**(33)**	(46)	**(100)**	(121)
Autres[c]	**75**	69	**231**	221
	700	652	**2 099**	1 962

a) Y compris des revenus de placement de 22 M$ et 59 M$ respectivement pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2026 (12 M$ et 34 M$ pour les périodes correspondantes 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 17 M$ et 43 M$ respectivement pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2026 (19 M$ et 56 M$ pour les périodes correspondantes 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$ et 227 M$ respectivement pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2026 (70 M$ et 210 M$ pour les périodes correspondantes 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.

À titre comparatif, le 21 juillet 2025, Hydro-Québec a cédé 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 faisait 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 – 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 2026	Au 31 décembre 2025
Risque de change		
Vente (M$ US)	**3 204**	2 739
Achat (M$ US)	**5 024**	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)	**14,7**	4,9
Électricité – Achat (TWh)	**0,2**	2,8
Aluminium (tonnes)	**412 950**	470 500
Diesel (millions de litres)	**–**	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 30 septembre 2026, le poste Clients et autres actifs comprenait un montant de 1 906 M$ (2 422 M$ au 31 décembre 2025) provenant de contrats conclus avec des clients et clientes, dont 1 014 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 431 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 30 septembre 2026				
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Dérivés non désignés comme couvertures	Total
Actif					
Contrats de change	–	483	–	102	**585**
Contrats de taux d'intérêt	42	67	–	–	**109**
Contrats de prix	–	142	–	69	**211**
Montants bruts comptabilisés	42	692	–	171	**905**
Moins					
Incidence de la compensation entre contreparties[a]					**126**
Incidence de la trésorerie reçue en garantie[b]					**512**
Actif net					**267**[c]
Passif					
Contrats de change	–	24	53	9	**86**
Contrats de prix	–	120	–	40	**160**
Montants bruts comptabilisés	–	144	53	49	**246**
Moins					
Incidence de la compensation entre contreparties[a]					**126**
Incidence de la trésorerie versée en garantie[b]					**75**
Passif net					**45**[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 30 septembre 2026, 96 M$ étaient comptabilisés dans le poste Clients et autres actifs (62 M$ au 31 décembre 2025) et 171 M$, dans le poste Autres actifs (12 M$ au 31 décembre 2025).

d) Au 30 septembre 2026, 38 M$ étaient comptabilisés dans le poste Créditeurs et autres passifs (45 M$ au 31 décembre 2025) et 7 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 30 septembre 2026, un montant de 4 M$ à recevoir en contrepartie de versements nets (24 M$ au 31 décembre 2025) et un montant de 23 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'un montant de 32 M$ à verser en contrepartie d'encaissements nets 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 30 septembre 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	57	816	32	**905**	23	706	37	766
Passif	30	216	–	**246**	38	165	1	204
				659				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 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2026	2025	**2026**	2025
Gains (pertes) sur dérivés comptabilisés dans les résultats				
Couvertures de juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt[a]	**(59)**	8	**(66)**	4
Dérivés non désignés comme couvertures				
Contrats de change[b]	**57**	50	**86**	(81)
Contrats de prix[b]	**195**	(5)	**275**	44
	193[c]	53[c]	**295**[c]	(33)[c]
(Pertes) gains sur dérivés reclassés des autres éléments du résultat étendu aux résultats				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change[d]	**3**	77	**108**	(134)
Contrats de taux d'intérêt[a]	**1**	1	**2**	1
Contrats de prix[e]	**(51)**	5	**(164)**	(16)
	(47)[c]	83[c]	**(54)**[c]	(149)[c]
Gains (pertes) sur dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change	**(25)**	80	**23**	(41)
Contrats de taux d'intérêt	**166**	17	**126**	148
Contrats de prix	**(114)**	(19)	**(217)**	(49)
	27	78	**(68)**	58
Couvertures d'investissement net				
Contrats de change	**(9)**	(54)	**(89)**	45
	18	24	**(157)**	103

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 2026, respectivement 208 M$ et 271 M$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(7) M$ et 50 M$ pour les périodes correspondantes de 2025], (12) M$ et (14) M$, dans le poste Achats d'électricité [(1) M$ et (1) M$ pour les périodes correspondantes de 2025] ainsi que 56 M$ et 104 M$, dans le poste Frais financiers [53 M$ et (86) M$ pour les périodes correspondantes de 2025].

c) Les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 4 177 M$, 1 036 M$ et 700 M$ pour la période de trois mois terminée le 30 septembre 2026 ainsi que 13 997 M$, 3 625 M$ et 2 099 M$ pour la période de neuf mois terminée à cette date (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).

d) Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2026, respectivement 1 M$ et 4 M$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(5) M$ et (18) M$ pour les périodes correspondantes de 2025] ainsi que 2 M$ et 104 M$, dans le poste Frais financiers [82 M$ et (116) M$ pour les périodes correspondantes de 2025].

e) Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2026, respectivement (54) M$ et (167) M$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [6 M$ et (15) M$ pour les périodes correspondantes de 2025], et 3 M$ et 3 M$, dans le poste Achats d'électricité [(1) M$ et (1) M$ pour les périodes correspondantes de 2025].

Pour les périodes de trois et de neuf mois terminées les 30 septembre 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 30 septembre 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 108 M$ (8 M$ au 30 septembre 2025).

Au 30 septembre 2026, la durée maximale sur laquelle Hydro-Québec couvrait son exposition aux variations des flux de trésorerie liées aux opérations futures était de treize ans (cinq ans au 30 septembre 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 30 septembre 2026		Au 31 décembre 2025	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actif				
Fonds d'amortissement[a, b]	**2 140**	**2 082**	1 973	1 993
Passif				
Dette à long terme[b]	**70 727**[c, d]	**64 304**	65 551[c, d]	63 787

a) Le fonds d'amortissement volontaire affecté au remboursement de la dette à long terme est constitué de titres émis par les gouvernements de certaines provinces canadiennes. Quant au fonds d'amortissement assorti d'une obligation légale, il est venu à échéance le 1er septembre 2026.

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

c) Y compris un montant de 1 480 M$ au 30 septembre 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 36 M$ au 30 septembre 2026 (101 M$ au 31 décembre 2025) au titre des relations de couverture existantes et de (37) M$ au 30 septembre 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 459 M$ au 30 septembre 2026 (1 011 M$ au 31 décembre 2025).

Note 8 – Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

	Trois mois terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2026	2025	**2026**	2025
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement				
Clients et autres actifs	**330**	217	**181**	220
Créditeurs et autres passifs	**(452)**	(258)	**(733)**	(208)
	(122)	(41)	**(552)**	12
Activités sans effet sur la trésorerie				
Augmentation des immobilisations corporelles et incorporelles	**35**	33	**106**	99
Augmentation des actifs et des passifs au titre des contrats de location-exploitation	**–**	10	**131**	23
	35	43	**237**	122
Intérêts payés	**1 239**	1 151	**2 467**	2 304

Note 9 – Avantages sociaux futurs

	Trois mois terminés les 30 septembre					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2026	2025	**2026**	2025	**2026**	2025
Coût des services rendus	**89**	93	**12**	13	**101**	106
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	**283**	279	**16**	14	**299**	293
Rendement prévu des actifs	**(542)**	(522)	**(1)**	–	**(543)**	(522)
	(259)	(243)	**15**	14	**(244)**	(229)
(Crédit) coût net constaté	**(170)**	(150)	**27**	27	**(143)**	(123)

	Neuf mois terminés les 30 septembre					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2026	2025	**2026**	2025	**2026**	2025
Coût des services rendus	**266**	279	**38**	38	**304**	317
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	**848**	834	**47**	46	**895**	880
Rendement prévu des actifs	**(1 625)**	(1 565)	**(2)**	(2)	**(1 627)**	(1 567)
	(777)	(731)	**45**	44	**(732)**	(687)
(Crédit) coût net constaté	**(511)**	(452)	**83**	82	**(428)**	(370)

Note 10 – Cumul des autres éléments du résultat étendu

	Neuf mois terminés le 30 septembre 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	(68)	66	(89)	–	3	**(88)**
Moins						
(Pertes) gains reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	(54)	16[a]	–	–	–	**(38)**
Autres éléments du résultat étendu	(14)	50	(89)	–	3	**(50)**
Solde au 30 septembre 2026	635	154	(158)	799	4	**1 434**

	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[a]	(104)
Autres éléments du résultat étendu	207	(52)	45	1	(24)	177
Solde au 30 septembre 2025	678	132	(92)	211	5	934

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. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ce recours. 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. Bien qu'Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ce recours, elle a participé, avec le gouvernement du Québec, à des négociations avec les Innus de Pessamit. En juillet 2026, l'entente soumise à la communauté en vue d'une ratification a été rejetée.

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 propriétaire-exploitante. 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.

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 d'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 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	Notes	**2026**	2025	**2026**	2025
Produits	4	**4 177**	3 762	**13 997**	13 253
Charges					
Exploitation courante[a]		**1 021**	901	**3 164**	2 924
Achats d'électricité		**1 036**	724	**3 625**	2 638
Amortissement		**789**	780	**2 401**	2 305
Reports réglementaires		**(91)**	–	**(425)**	–
Autres[b]		**142**	152	**533**	594
Frais financiers	5	**700**	652	**2 099**	1 962
Bénéfice net		**580**	553	**2 600**	2 830
Investissements[c]		**2 047**	1 956[d]	**5 486**	5 248[d]
Placements à la valeur de consolidation aux 30 septembre				**1 828**	1 602[d]

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 des taxes, des charges des filiales, 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, 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.

d) Les données de la période comparative ont été reclassées en fonction de la présentation de la période courante.

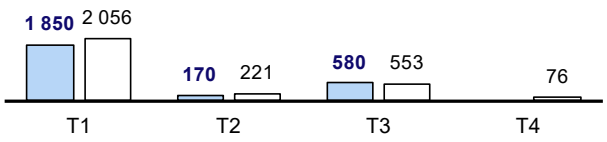
FAITS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS

(NON AUDITÉS)

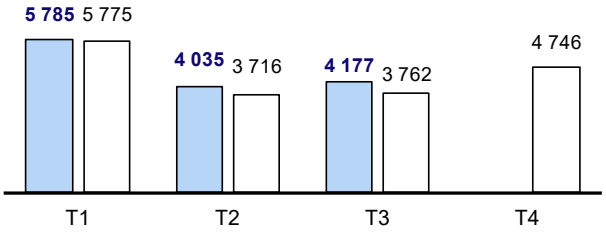
Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens.

	Trois mois terminés les 30 septembre			Neuf mois terminés les 30 septembre		
Sommaire des résultats	**2026**	2025	Variation (%)	**2026**	2025	Variation (%)
Produits	**4 177**	3 762	11,0 ↑	**13 997**	13 253	5,6 ↑
Charges	**2 897**	2 557	13,3 ↑	**9 298**	8 461	9,9 ↑
Frais financiers	**700**	652	7,4 ↑	**2 099**	1 962	7,0 ↑
Bénéfice net	**580**	553	4,9 ↑	**2 600**	2 830	8,1 ↓

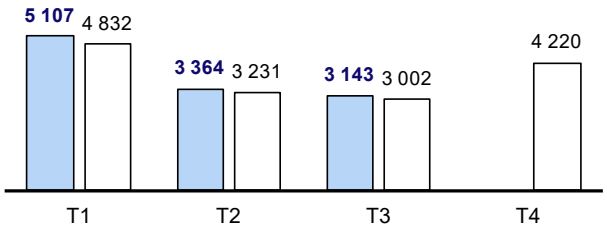
Bénéfice net



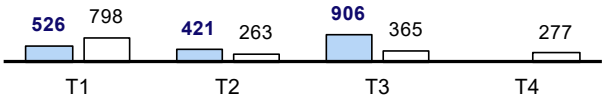
Produits



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
2026G364F