

RÉSULTATS FINANCIERS

Chiffres clés du trimestre

456 M\$

Bénéfice net

38,8 TWh

2 931 M\$

Ventes d'électricité
au Québec

5,5 TWh

387 M\$

Ventes d'électricité
hors Québec

1 181 M\$

Investissements

Premier semestre 2023

2 687 M\$

Bénéfice net

93,6 TWh

7 086 M\$

Ventes d'électricité
au Québec

14,9 TWh

1 626 M\$

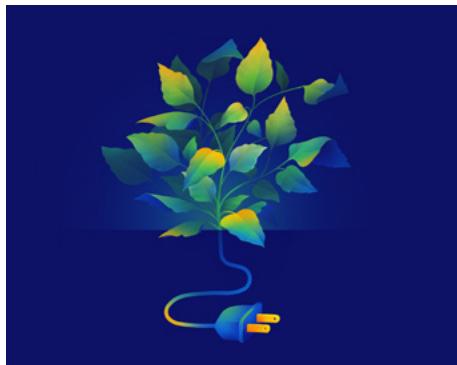
Ventes d'électricité
hors Québec

2 028 M\$

Investissements



NOS INITIATIVES DU TRIMESTRE EN DÉVELOPPEMENT DURABLE



Accélérer la décarbonation des municipalités du Québec

L'urgence climatique exige une réponse immédiate pour réduire les gaz à effet de serre (GES) et accroître la résilience. À ce titre, les municipalités sont au cœur de la transition énergétique et sont bien placées pour accélérer le mouvement. Elles jouent en effet un rôle d'agent d'influence, de mobilisation et de changement de premier plan dans le cadre de cette transition.

C'est dans cet esprit que, pour intensifier la cadence de la décarbonation du Québec, Hydro-Québec a uni ses efforts à ceux d'Énergir et d'IVÉO et s'est associée à l'Union des municipalités du Québec (UMQ) afin d'offrir un nouveau service-conseil aux membres pour les aider à se décarboner efficacement.

Dès l'automne 2023, l'UMQ, qui représente plus de 85 % de la population et du territoire du Québec, pourra élaborer un parcours de décarbonation qui misera sur le déploiement d'un portefeuille de solutions, dont l'efficacité énergétique, la gestion de la pointe et la biénergie.

Consciente que chaque geste compte, elle sera en mesure de fournir à ses membres des services adaptés pour les diriger vers les bonnes ressources, tant techniques que financières, et les accompagner dans leurs démarches visant à réduire l'empreinte environnementale de leurs parcs de véhicules et de bâtiments.

Ainsi, dans les prochains mois, des solutions innovantes et rapides seront proposées aux membres afin de les soutenir dans leurs efforts visant à diminuer les émissions.

Comme l'indique notre *Plan stratégique 2022-2026*, cette initiative s'inscrit dans notre volonté d'être un moteur de la décarbonation efficiente, en aidant le Québec à atteindre sa cible de réduction des GES.

Faire reconnaître la durabilité de notre hydroélectricité

Dans le cadre de la certification de nos pratiques en vertu de la nouvelle norme de durabilité de l'hydroélectricité du Conseil sur la durabilité de l'hydroélectricité (CDH), nous avons récemment rendu public notre rapport d'évaluation de la gestion des impacts environnementaux et sociaux découlant de l'exploitation des centrales de l'Eastmain-1 et Bernard-Landry.

Le document comprend les commentaires des parties prenantes et des communautés d'accueil consultées, notamment les représentants et représentantes des communautés cries. Au terme de la ronde de commentaires publics qui s'est déroulée en juin et en juillet, le rapport sera soumis au CDH pour qu'une décision soit prise à l'égard de notre démarche de certification.

Les évaluateurs et évaluatrices accrédités par le CDH ont analysé des centaines de documents, réalisé des dizaines d'entrevues et visité les centrales et leurs environs lors d'un audit sur le terrain en septembre 2022. Les installations ont été évaluées selon 12 thèmes liés aux enjeux sociaux et environnementaux ainsi que de gouvernance, allant de la préservation de la biodiversité à la structure de gestion.

Les principaux aspects de l'évaluation ont trait à la biodiversité et aux espèces envahissantes, au travail et aux conditions qui s'y rapportent, au patrimoine culturel, à la gouvernance et à l'approvisionnement, de même qu'aux ressources hydrologiques.

Dans la foulée de leurs travaux, les évaluateurs et évaluatrices recommandent une certification de niveau « Or », ce qui est de très bon augure.



Créer un microréseau intelligent aux Îles-de-la-Madeleine

À Cap-aux-Meules, située aux îles-de-la-Madeleine, nous investirons environ 10 M\$ dans la mise sur pied d'un microréseau intelligent qui fera partie d'un projet d'aménagement urbain et de développement économique visant à créer un milieu de vie doté d'une culture du développement durable et à devenir une source d'inspiration pour tout le Québec.

Ce projet, que nous réaliserons en collaboration avec la municipalité et la collectivité locale, sera l'occasion de mettre au point et d'évaluer de nouvelles expertises permettant d'assurer l'intégration de ressources énergétiques décentralisées (RED) et de tirer parti de l'évolution des connaissances techniques en la matière.

L'écoquartier des îles-de-la-Madeleine sera composé d'une dizaine de bâtiments, qui mettront en application des technologies comme des panneaux solaires, des batteries de stockage ainsi que des outils de gestion de la consommation d'énergie des bâtiments. Chaque bâtiment sera intégré à un nouvel écosystème électrique favorisant l'efficacité énergétique, la résilience et la réduction des émissions de GES.

Notre investissement accompagnera les promoteurs et promotrices dans l'analyse et le choix des technologies, et soutiendra l'achat des équipements connexes. Les travaux de construction du microréseau débuteront cette année et seront coordonnés avec ceux de l'écoquartier.

Cette vitrine technologique pourra servir de tremplin pour le déploiement, à plus grande échelle, de solutions innovantes pour faire face aux défis posés par la transition énergétique.



Décarboner notre parc de véhicules

Pour atteindre la carboneutralité de nos activités, plusieurs avenues sont possibles, dont la décarbonation de notre parc de véhicules. Le programme que nous avons mis en place vise à positionner Hydro-Québec comme le leader de la décarbonation des parcs en Amérique du Nord. Actuellement, plus de 40 projets sont en cours pour concrétiser cet objectif.

C'est ainsi que nous visons, d'ici 2026, à intégrer 2 545 véhicules à zéro ou à faibles émissions – ce qui équivaut à 45 % de notre parc actuel de véhicules routiers, légers et spécialisés confondus. Nous comptons également électrifier entièrement nos 137 aires de stationnement.

Depuis peu, nous avons reçu livraison d'une nacelle hybride et d'un fourgon utilitaire hybride. Nous avons aussi un premier atelier mobile 100 % électrique (photo) d'un lot de 10 qui viendra bientôt s'ajouter à notre parc de véhicules. Conçu sur mesure pour répondre à nos besoins, ce type de fourgon a une autonomie de recharge de 150 km. Ce sont les membres du personnel de nos postes et centrales qui l'utiliseront.

Par ailleurs, le Centre de recherche d'Hydro-Québec de l'IREQ possède le tout premier stationnement entièrement électrifié. L'infrastructure de celui-ci permet d'assurer la recharge de 28 véhicules simultanément, en fonction des besoins qui ont été évalués jusqu'à l'horizon de 2036.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

Résultats trimestriels

Au deuxième trimestre de 2023, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec a atteint 456 M\$, soit un recul de 224 M\$ par rapport aux 680 M\$ enregistrés à la même période de l'an dernier.

Sur les marchés hors Québec, les ventes d'électricité ont diminué de 203 M\$, principalement par suite d'un fléchissement du volume de 2,9 TWh découlant notamment des conditions météorologiques défavorables qui ont donné lieu à un recul des prix sur les marchés de l'énergie. L'impact de cette baisse a cependant été neutralisé par l'incidence favorable de la stratégie de gestion des risques qu'Hydro-Québec a mise en œuvre pour réduire la volatilité des prix.

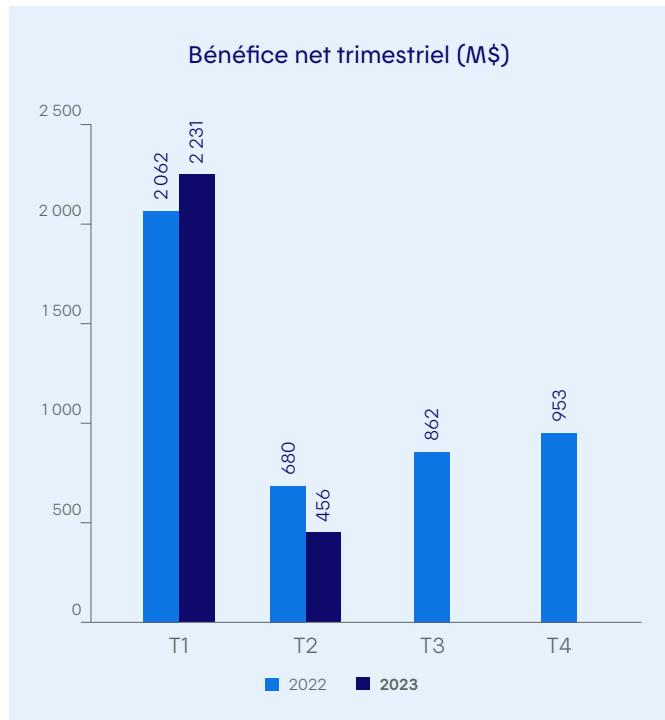
Sur le marché du Québec, les ventes d'électricité ont, pour leur part, progressé de 120 M\$ par rapport au trimestre correspondant de 2022, essentiellement en raison de l'indexation des tarifs le 1^{er} avril 2023. Rappelons que, conformément aux dispositions de la *Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer l'électricité*, le taux d'indexation des tarifs domestiques, soit ceux applicables aux clientèles résidentielle et agricole, a été plafonné à 3 %, alors que les tarifs de la clientèle d'affaires ont augmenté de 6,5 %.

Quant à la hausse applicable à la clientèle industrielle de grande puissance (tarif L), elle a été établie à 4,2 %.

Les charges d'exploitation ont, quant à elles, augmenté de 15 M\$, en raison notamment de la croissance des activités de l'entreprise qui a été atténuée par une diminution du coût des services rendus aux fins des régimes d'avantages sociaux futurs offerts aux membres du personnel. Par ailleurs, mentionnons que l'importante tempête de verglas qui s'est abattue sur plusieurs régions du Québec au début du mois d'avril, causant près de 10 000 pannes ayant touché 1,3 million de clients et clientes, s'est traduite par des coûts de rétablissement de service de l'ordre de 50 M\$. Cet événement n'a toutefois pas créé d'écart significatif par rapport à la période correspondante de l'an dernier, compte tenu du fait que le derecho de mai 2022, autre phénomène météorologique majeur, avait engendré des coûts de rétablissement comparables.

De plus, la comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs a conduit à un écart défavorable de 83 M\$. Cette variation tient particulièrement à la hausse des intérêts sur les obligations dans un contexte d'augmentation des taux d'intérêt à long terme.

Enfin, la charge d'amortissement a bondi de 42 M\$ en raison entre autres de la mise en service d'immobilisations, notamment la centrale de la Romaine-4, qui est pleinement opérationnelle depuis septembre dernier. Par ailleurs, la majoration de la charge d'amortissement résulte également de l'intégration des activités de Great River Hydro, dont la valeur comptable des actifs s'élève à plus de 3 G\$. Rappelons que cette société, qui possède et exploite un parc de 13 centrales hydroélectriques



situées dans les États du Vermont, du New Hampshire et du Massachusetts, a été acquise par Hydro-Québec en février 2023.

Sommaire des résultats du premier semestre

Au cours de la période de six mois terminée le 30 juin 2023, le **bénéfice net** d'Hydro-Québec a atteint 2 687 M\$, soit une baisse de 55 M\$ comparativement au sommet semestriel de 2 742 M\$ enregistré à la même période de l'an dernier.

Sur les marchés hors Québec, les ventes d'électricité ont bondi de 390 M\$, essentiellement en raison de l'incidence favorable de la stratégie de gestion mise en place par l'entreprise pour couvrir les risques liés aux ventes, stratégie qui a plus que compensé la baisse marquée des prix sur les marchés de l'énergie ainsi que la diminution de 2,2 TWh du volume des ventes. Cette incidence a cependant été contrebalancée par l'impact conjugué de quatre principaux facteurs. Premièrement, sur le marché du Québec, les ventes d'électricité ont reculé de 114 M\$ par rapport à la période correspondante de 2022, principalement par suite de l'effet des températures hivernales plus douces de 2023, qui a été atténué par l'indexation des tarifs. Deuxièmement, les charges d'exploitation ont augmenté de 121 M\$ en raison notamment de la croissance des activités de l'entreprise. Enfin, la comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs a conduit à un écart défavorable de 166 M\$, tandis que la charge d'amortissement s'est accrue de 81 M\$.

Résultats consolidés du premier semestre

Les **produits** ont totalisé 8 972 M\$, contre 8 672 M\$ au premier semestre de 2022. Cet accroissement de 300 M\$ découle surtout d'un bond de 276 M\$ des ventes d'électricité.

Au Québec, les ventes ont rapporté 114 M\$ de moins que les 7 200 M\$ enregistrés il y a un an, en raison principalement des températures qui ont entraîné une diminution de 3,9 TWh ou 335 M\$. L'effet de celles-ci s'est surtout fait sentir en janvier, où elles ont en moyenne été supérieures de 9 °C à celles de 2022, qui avaient été exceptionnellement froides. Cette baisse a toutefois été atténuée par l'indexation des tarifs les 1^{ers} avril 2022 et 2023, qui s'est traduite par des produits additionnels de 212 M\$.

Quant aux ventes d'électricité sur les marchés hors Québec, elles se sont établies à 1 626 M\$, soit un sommet historique pour un premier semestre, ce qui représente une hausse de 390 M\$ comparativement aux 1 236 M\$ inscrits à la même période de 2022. D'une part, l'incidence favorable de la stratégie de gestion des risques qu'Hydro-Québec a mise en œuvre pour réduire la volatilité des prix a plus que compensé la chute des prix sur les marchés de l'énergie. Grâce à cette stratégie, l'entreprise a pu tirer profit des prix à terme élevés qui avaient cours en 2022 en raison de la situation géopolitique mondiale, ce qui a eu un impact positif sur les produits de cette année. D'autre part, dans un contexte marqué par des conditions météorologiques défavorables, le volume des ventes hors Québec a diminué de 2,2 TWh par rapport à la période comparative.

Les **charges totales** ont atteint 5 093 M\$, soit 318 M\$ de plus que les 4 775 M\$ inscrits à la période correspondante de l'an dernier.

D'abord, les charges d'exploitation ont augmenté de 121 M\$, en partie par suite de la croissance des activités de l'entreprise visant à améliorer la qualité et la fiabilité du service, notamment par l'accroissement des travaux d'entretien et de maintenance et la hausse des dépenses au chapitre des services numériques afin de répondre à l'intensification des besoins d'affaires d'Hydro-Québec et de soutenir son

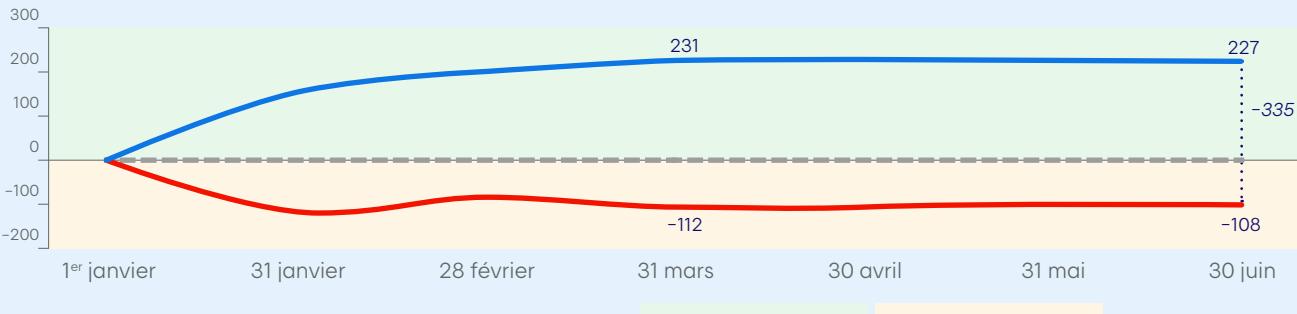
évolution technologique. Par ailleurs, la concrétisation de l'acquisition de Great River Hydro en début d'année a conduit à une augmentation des charges d'exploitation par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison de la comptabilisation de frais liés à la transaction d'achat et de la consolidation des activités de cette société à partir de la date d'acquisition. L'impact des facteurs susmentionnés a cependant été atténué par une diminution du coût des services rendus aux fins des régimes d'avantages sociaux futurs offerts aux membres du personnel liée à la majoration, à la fin de 2022, des taux d'intérêt à long terme sur les marchés financiers, auxquels correspondent les taux d'actualisation.

Ensuite, la comptabilisation des autres composantes du coût des avantages sociaux futurs a conduit à un écart défavorable de 166 M\$, le montant créditeur en 2023 ayant été de 344 M\$, comparativement à 510 M\$ pour la période correspondante de 2022. Cet écart tient essentiellement à la hausse des intérêts sur les obligations dans un contexte d'augmentation des taux d'intérêt à long terme.

Les achats d'électricité ont, quant à eux, diminué de 81 M\$ par rapport à la même période de l'an dernier. Cette variation résulte principalement d'un recul de 100 M\$ des achats à court terme effectués sur les marchés pour répondre aux besoins ponctuels du Québec. Rappelons qu'au cours de l'hiver 2021-2022, Hydro-Québec avait dû acheter d'importantes quantités d'énergie pour répondre à la demande plus élevée occasionnée par les températures très froides. De plus, les approvisionnements en énergie éolienne ont fléchi de 79 M\$ sous l'effet de la baisse de la production des installations sous contrat, tandis que les achats réalisés dans le cadre des activités d'exportation d'électricité ont augmenté de 100 M\$ en raison d'une hausse des frais de transport afférents. Une grande partie de ces frais avait fait l'objet de contrats conclus en 2022.

En outre, la charge d'amortissement s'est accrue de 81 M\$, en raison surtout d'une croissance de l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles. Cette variation découle particulièrement des mises en service réalisées en 2022 et 2023, notamment celle de la centrale de la

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



Romaine-4, ainsi que de l'amortissement des actifs de Great River Hydro depuis son acquisition par Hydro-Québec.

Enfin, les **frais financiers** ont totalisé 1 192 M\$, soit 37 M\$ de plus que les 1 155 M\$ inscrits un an plus tôt. Les intérêts sur titres d'emprunt ont augmenté de 152 M\$, essentiellement sous l'effet de la montée des taux d'intérêt sur les marchés financiers. Cette hausse a toutefois été atténuée par la progression de 128 M\$ des revenus nets de placement, elle-même également attribuable en partie à la majoration des taux d'intérêt.

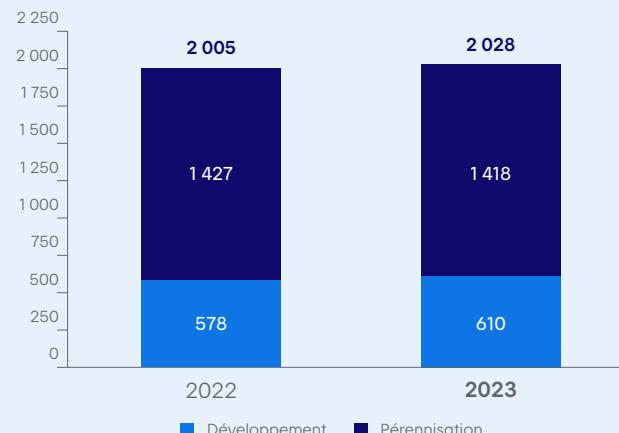
Investissements

Au cours des six premiers mois de 2023, Hydro-Québec a consacré 2 028 M\$ à ses investissements en immobilisations corporelles et incorporelles, contre 2 005 M\$ à la même période de 2022. La majeure partie de cette somme a été affectée à des travaux d'envergure ayant pour but de pérenniser les actifs, de même qu'à des projets de développement.

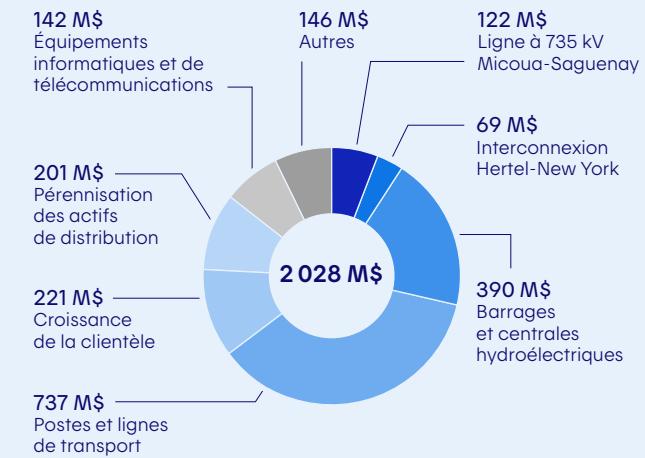
Les investissements consacrés à la pérennisation des actifs ont atteint 1 418 M\$. Hydro-Québec a entre autres continué d'investir dans ses installations de production pour en assurer le bon fonctionnement à long terme et en maximiser le rendement. Mentionnons à cet égard les travaux en cours aux centrales de Carillon et de Rapide-Blanc ainsi qu'à l'aménagement Bersimis-2. Parallèlement, elle a affecté des sommes importantes à la construction de lignes de transport pour renforcer son réseau et en accroître la souplesse d'exploitation, notamment la ligne à 735 kV d'une longueur de 262 km qui reliera le poste Micoua, sur la Côte-Nord, au poste du Saguenay, au Saguenay-Lac-Saint-Jean. De plus, elle a poursuivi ses investissements dans la mise à niveau et la modernisation de ses installations de transport. Citons à cet égard les projets de remplacement des systèmes de conduite du réseau et des automatismes de réseau et de poste, de même que les activités qui s'inscrivent dans le plan de développement de l'architecture du réseau à 315 kV de l'île de Montréal. Enfin, elle a réalisé des travaux visant à optimiser le fonctionnement du réseau de distribution ainsi qu'à maintenir et à améliorer la qualité de ses actifs de distribution.

Les investissements consacrés aux projets de développement ont totalisé 610 M\$. Hydro-Québec a notamment affecté des sommes considérables à divers projets visant à répondre à la croissance de la clientèle québécoise et à augmenter sa capacité de production. À titre d'exemple, des travaux sont en cours à la centrale aux Outardes-2, sur la Côte-Nord, afin d'en accroître la puissance. Parmi les autres projets de développement, la construction de la ligne d'interconnexion Hertel-New York, qui sera reliée à la ligne Champlain Hudson Power Express, ainsi que le déploiement d'une ligne à 320 kV à courant continu dans les régions de la Chaudière-Appalaches et de l'Estrie, en vue de la mise en place d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW entre le Québec et le réseau de la Nouvelle-Angleterre, se poursuivent.

Investissements au cours du premier semestre (M\$)



Répartition des investissements du premier semestre de 2023



Hydro-Québec continue par ailleurs de déployer des efforts en matière d'électrification des transports en investissant de façon soutenue dans son réseau de recharge publique, le Circuit électrique, ainsi que dans la modernisation de son parc de véhicules.

Financement

Au cours du deuxième trimestre de 2023, Hydro-Québec a réalisé deux émissions à taux fixe sur le marché canadien des capitaux : des billets à moyen terme échéant en 2029 pour un montant de 0,6 G\$, à un coût de 3,53 %, et des obligations échéant en 2063 pour un montant de 0,5 G\$, à un coût de 4,19 %.

Les fonds recueillis servent notamment au financement d'une partie du programme d'investissement et au remboursement de dettes arrivées à échéance.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

États consolidés des résultats

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
		2023	2022	2023	2022
Produits	5	3 488	3 521	8 972	8 672
Charges					
Exploitation		993	978	1 955	1 834
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	9	(172)	(255)	(344)	(510)
Achats d'électricité		608	601	1 420	1 501
Amortissement		708	666	1 413	1 332
Taxes		283	271	649	618
		2 420	2 261	5 093	4 775
Bénéfice avant frais financiers		1 068	1 260	3 879	3 897
Frais financiers	6	612	580	1 192	1 155
Bénéfice net		456	680	2 687	2 742

États consolidés du résultat étendu

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
		2023	2022	2023	2022
Bénéfice net		456	680	2 687	2 742
Autres éléments du résultat étendu	10				
Variation nette des éléments désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7	320	794	613	547
Variation nette des écarts de conversion		(51)	5	(24)	4
Variation nette des éléments désignés comme couvertures d'investissement net	7	46	–	17	–
Variation nette des avantages sociaux futurs		(1)	11	(1)	22
Autres		(4)	10	(8)	6
		310	820	597	579
Résultat étendu		766	1 500	3 284	3 321

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

Bilans consolidés

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Au 30 juin 2023	Au 31 décembre 2022
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		2 101	1 773
Placements temporaires		3 622	2 015
Clients et autres actifs		3 477	4 292
		9 200	8 080
Immobilisations corporelles et incorporelles		74 775	71 080
Actifs réglementaires		968	1 026
Actifs au titre des avantages sociaux futurs		6 144	5 911
Autres actifs		3 458	3 277
		94 545	89 374
PASSIF			
Passif à court terme			
Emprunts		3 682	4
Créditeurs et autres passifs		3 474	3 944
Dividende à payer		—	3 418
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	7	37	1 011
		7 193	8 377
Dette à long terme	7	53 586	50 530
Passifs au titre des avantages sociaux futurs		1 194	1 173
Autres passifs		2 411	2 417
		64 384	62 497
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions		4 374	4 374
Bénéfices non répartis		24 775	22 088
Cumul des autres éléments du résultat étendu	10	1 012	415
		30 161	26 877
		94 545	89 374
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)

Six mois terminés
les 30 juin

	Note	Capital-actions	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2022		4 374	22 088	415	26 877
Bénéfice net			2 687		2 687
Autres éléments du résultat étendu	10			597	597
Solde au 30 juin 2023		4 374	24 775	1 012	30 161
Solde au 31 décembre 2021		4 374	20 949	(2 063)	23 260
Bénéfice net			2 742		2 742
Autres éléments du résultat étendu	10			579	579
Solde au 30 juin 2022		4 374	23 691	(1 484)	26 581

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	2023	2022	Trois mois terminés les 30 juin	Six mois terminés les 30 juin
Activités d'exploitation					
Bénéfice net		456	680	2 687	2 742
Ajustements visant à déterminer les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation					
Amortissement		708	666	1 413	1 332
Déficit du coût net constaté par rapport aux sommes versées au titre des avantages sociaux futurs		(111)	(40)	(223)	(212)
Autres		91	86	93	173
Actifs et passifs réglementaires		(32)	(118)	(43)	(162)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	8	1 453	709	489	(1 116)
		2 565	1 983	4 416	2 757
Activités d'investissement					
Ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles		(1 181)	(1 149)	(2 028)	(2 005)
Acquisition d'une entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	4	6	–	(2 019)	–
Acquisition de placements temporaires et de titres destinés au fonds d'amortissement		(1 590)	(1 136)	(3 689)	(1 464)
Cession de placements temporaires et de titres provenant du fonds d'amortissement		367	159	2 161	308
Autres		84	26	28	–
		(2 314)	(2 100)	(5 547)	(3 161)
Activités de financement					
Émission de dette à long terme		1 119	2 126	2 158	3 191
Remboursement de dette à long terme		(1 022)	(677)	(1 048)	(1 994)
Encaissements découlant de la gestion du risque de crédit		958	1 719	2 217	2 919
Décaissements découlant de la gestion du risque de crédit		(991)	(1 024)	(2 072)	(2 658)
Variation nette des emprunts		157	(2 001)	3 638	1 715
Dividende versé		–	–	(3 418)	(2 673)
Autres		(1)	(2)	(4)	(5)
		220	141	1 471	495
Effet des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		(14)	1	(12)	2
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		457	25	328	93
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période		1 644	1 365	1 773	1 297
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période		2 101	1 390	2 101	1 390
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 six mois terminées les 30 juin 2023 et 2022

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 2022* 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 2022* d'Hydro-Québec, à l'exception de la modification récente décrite à la note 2, Modification de convention comptable, ainsi que des conventions présentées à la note 4, Acquisition

d'une entreprise, de même qu'à la note 7, Instruments financiers, en ce qui concerne les couvertures d'investissement net.

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 25 août 2023, 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 Modification de convention comptable

Modification récente

Instruments financiers

Le 1^{er} janvier 2023, Hydro-Québec a adopté, selon une approche rétrospective modifiée, l'*Accounting Standards Codification 326, Financial Instruments—Credit Losses*, publiée par le Financial Accounting Standards Board.

Cette norme fournit de nouvelles directives quant à la dépréciation des actifs financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur dans les résultats. Elle remplace la méthode fondée sur les pertes subies par une

méthode qui repose sur les pertes prévues et elle n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés d'Hydro-Québec.

La convention comptable sur les comptes clients a toutefois été modifiée en conséquence. Ces comptes sont comptabilisés au montant facturé, déduction faite de la provision pour pertes de crédit. Celle-ci est établie en fonction du statut et du profil de risque des dossiers clients, de l'historique de recouvrement pour chaque groupe d'âges des comptes, de la conjoncture économique actuelle et des prévisions de la conjoncture future à la date du bilan.

Note 3 Réglementation

Activités de distribution

Les tarifs de distribution d'électricité ont été indexés de 6,5 % au 1^{er} avril 2023, à l'exception des tarifs résidentiels et du tarif L, qui ont respectivement été indexés de 3 % et de 4,2 %.

Note 4 Acquisition d'une entreprise

Acquisition de Great River Hydro NE LLC

Le 10 février 2023, Hydro-Québec a acquis 100 % des parts de la société Great River Hydro NE LLC, qui possède et exploite un parc de 13 centrales hydroélectriques situées dans les États du Vermont, du New Hampshire et du Massachusetts, pour une contrepartie en trésorerie de 2 056 M\$ (1 539 M\$ US), y compris les ajustements finaux apportés au prix d'acquisition. Cette acquisition permettra notamment à Hydro-Québec de diversifier ses sources de revenus en Nouvelle-Angleterre, son principal marché d'exportation.

La transaction a été comptabilisée en tant que regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition.

Le tableau suivant présente la répartition provisoire du prix d'acquisition entre les actifs acquis et les passifs repris, évalués à la juste valeur à la date d'acquisition :

Actif	
Actifs à court terme	60
Immobilisations corporelles	2 502
Immobilisations incorporelles	524
Écart d'acquisition ^a	138
	3 224
Passif	
Passifs à court terme	31
Dette à long terme	986
Autres passifs à long terme	151
	1 168
Prix d'acquisition total	2 056
Moins	
Trésorerie acquise	37
Prix d'acquisition total, déduction faite de la trésorerie acquise	2 019

a) Présenté dans le poste Autres actifs au bilan consolidé en date du 30 juin 2023.

Le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris est fondé sur les estimations et hypothèses de la direction et tient compte de la juste valeur de la contrepartie versée. L'écart d'acquisition correspond à l'excédent du prix d'acquisition sur la juste valeur totale des actifs nets acquis et représente essentiellement la croissance future. L'écart d'acquisition est déductible aux fins fiscales.

Les immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée de vie utile estimative selon la méthode de l'amortissement linéaire. La durée de vie utile moyenne pondérée des immobilisations corporelles est de 67 ans.

Les immobilisations incorporelles correspondent principalement aux licences, permis et autres droits acquis. L'exploitation des centrales hydroélectriques est assujettie à l'obtention de licences renouvelables délivrées par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Au 30 juin 2023, les licences afférentes à trois centrales hydroélectriques étaient en cours de renouvellement, pour des périodes prévues d'environ 40 ans. Quant aux autres licences, leur durée résiduelle moyenne avant les prochains renouvellements est de 18 ans. Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leur durée de vie utile estimative de 70 ans.

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 21 M\$ qui ont été comptabilisés dans les charges d'exploitation, soit 15 M\$ pour la période de six mois terminée le 30 juin 2023 et 6 M\$ pour l'exercice 2022, ainsi qu'à des droits de mutation de 4 M\$ qui ont été comptabilisés dans le poste Taxes pour la période de six mois terminée le 30 juin 2023.

Les résultats sont présentés dans les états consolidés des résultats depuis la date d'acquisition. Pour la période de 141 jours terminée le 30 juin 2023, les produits et la perte nette comptabilisés dans les états consolidés des résultats ont respectivement totalisé 58 M\$ et 17 M\$.

L'incidence de l'information pro forma sur les produits et sur le bénéfice net consolidés d'Hydro-Québec n'est pas significative pour les périodes de trois et de six mois terminées les 30 juin 2023 et 2022.

Note 5 Produits

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires				
Ventes d'électricité				
Au Québec	2 931	2 811	7 086	7 200
Hors Québec	387	590	1 626	1 236
	3 318	3 401	8 712	8 436
Autres produits des activités ordinaires	106	74	159	125
	3 424^a	3 475 ^a	8 871^a	8 561 ^a
Produits des autres activités				
	64	46	101	111
	3 488	3 521	8 972	8 672

a) Ces produits comprennent des gains et pertes sur instruments dérivés dont les montants sont présentés à la note 7, Instruments financiers.

Note 6 Frais financiers

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Intérêts sur titres d'emprunt	669	589	1 316	1 164
Perte nette de change	3	1	–	2
Frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt ^a	62	59	123	118
Frais financiers capitalisés	(51)	(56)	(98)	(108)
Revenu net de placement	(71)	(13)	(149)	(21)
	612	580	1 192	1 155

a) Les frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt sont assortis d'un taux de 0,5 % et sont versés au gouvernement du Québec.

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 associé à la dette à long terme libellée 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 pétrole. 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 risques de marché :

	Au 30 juin 2023	Au 31 décembre 2022
Risque de change		
Vente (M\$ US)	5 196	5 652
Achat (M\$ US)	6 507	3 907
Risque de taux d'intérêt		
Taux payeur variable (M\$ CA)	1 500	1 500
Taux payeur fixe (M\$ CA)	3 000	3 000
Risque de prix		
Électricité (TWh)	18,6	20,5
Aluminium (tonnes)	426 350	367 475
Pétrole (millions de litres)	17,3	17,3
Congestion (TWh)	7,4	7,7

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, le fonds d'amortissement, les dépôts et les instruments dérivés.

Dans le cas des comptes clients, ce risque résulte principalement de ses 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 de l'énergie du Québec.

Au 30 juin 2023, les clients et autres actifs comprenaient un montant de 1 528 M\$ (2 108 M\$ au 31 décembre 2022) provenant de contrats conclus avec des clients et clientes, dont 863 M\$ (1 449 M\$ au 31 décembre 2022) au titre de l'électricité livrée mais non facturée. Les clients et autres actifs sont présentés déduction faite de la provision pour pertes de crédit de 390 M\$ (362 M\$ au 31 décembre 2022).

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 juin 2023				
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Dérivés non désignés comme couvertures	Total
Actif					
Contrats de change	–	741	30	26	797
Contrats de taux d'intérêt	64	30	–	–	94
Contrats de prix	–	511	–	214	725
Montants bruts comptabilisés	64	1 282	30	240	1 616
Incidence de la compensation entre contreparties ^a					(207)
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie ^b					(1 014)
Actif net					395^c
Passif					
Contrats de change	–	(137)	–	(64)	(201)
Contrats de taux d'intérêt	–	(30)	–	–	(30)
Contrats de prix	–	(71)	–	(20)	(91)
Montants bruts comptabilisés	–	(238)	–	(84)	(322)
Incidence de la compensation entre contreparties ^a					207
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie ^b					24
Passif net					(91)^d

Note 7 Instruments financiers (suite)

					Au 31 décembre 2022
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures d'investissement net	Dérivés non désignés comme couvertures	Total
Actif					
Contrats de change	–	767	–	19	786
Contrats de taux d'intérêt	83	48	–	–	131
Contrats de prix	–	419	–	283	702
Montants bruts comptabilisés	83	1 234	–	302	1 619
Incidence de la compensation entre contreparties ^a					(231)
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie ^b					(900)
Actif net					488 ^c
Passif					
Contrats de change	–	(270)	–	(14)	(284)
Contrats de taux d'intérêt	–	(17)	–	–	(17)
Contrats de prix	–	(463)	–	(35)	(498)
Montants bruts comptabilisés	–	(750)	–	(49)	(799)
Incidence de la compensation entre contreparties ^a					231
Incidence de la trésorerie (reçue) versée en garantie ^b					70
Passif net					(498) ^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 juin 2023, 268 M\$ étaient comptabilisés dans le poste Clients et autres actifs (454 M\$ au 31 décembre 2022) et 127 M\$, dans le poste Autres actifs (34 M\$ au 31 décembre 2022).
- d) Au 30 juin 2023, (54) M\$ étaient comptabilisés dans le poste Créditeurs et autres passifs [(404) M\$ au 31 décembre 2022] et (37) M\$, dans le poste Autres passifs [(94) M\$ au 31 décembre 2022].

Par ailleurs, bien que certains 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. Au 30 juin 2023, aucun montant à

recevoir en contrepartie de versements nets n'était intégré dans le poste Clients et autres actifs (346 M\$ au 31 décembre 2022), tandis qu'un montant de 191 M\$ à payer en contrepartie d'encaissements nets était intégré dans le poste Créditeurs et autres passifs (néant au 31 décembre 2022).

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. Les justes valeurs de certains dérivés d'énergie classées au niveau 1, évaluées à 157 M\$ au 30 juin 2023 [(223) M\$ au 31 décembre 2022], proviennent des cours de clôture à la date du bilan. Les justes valeurs de tous les autres dérivés, à l'exception de ceux liés au risque de congestion du réseau de transport et aux contrats de vente d'énergie portant sur des volumes variables, sont classées au niveau 2. Ces justes valeurs, qui s'élevaient à 1 040 M\$ au 30 juin 2023 (852 M\$ au 31 décembre 2022), ont été 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 ou de l'aluminium) 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.

Les dérivés évalués au niveau 3, dont l'évaluation de la juste valeur n'est pas fondée sur des données observables, s'élevaient à 97 M\$ au 30 juin 2023 (191 M\$ au 31 décembre 2022). La technique utilisée pour évaluer les dérivés liés au risque de congestion est fondée sur un historique mobile de deux ans des prix au comptant et des prix à terme de l'énergie à la date d'évaluation, tandis que celle utilisée pour 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 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Pertes (gains) sur dérivés comptabilisés dans les résultats				
Couvertures de juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt ^a	63	117	13	273
Dérivés non désignés comme couvertures				
Contrats de change ^b	80	(96)	62	(73)
Contrats de prix ^b	(45)	(52)	(166)	43
	98^c	(31) ^c	(91)^c	243 ^c
Pertes (gains) sur dérivés reclassés des autres éléments du résultat étendu aux résultats				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change ^d	136	(133)	171	(49)
Contrats de taux d'intérêt ^a	1	1	1	3
Contrats de prix ^e	(113)	182	(595)	500
	24^c	50 ^c	(423)^c	454 ^c
Pertes (gains) sur dérivés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu				
Couvertures de flux de trésorerie				
Contrats de change	(36)	(41)	(35)	39
Contrats de taux d'intérêt	(44)	(307)	60	(659)
Contrats de prix	(216)	(396)	(1 061)	527
	(296)	(744)	(1 036)	(93)
Couvertures d'investissement net ^f				
Contrats de change	(46)	–	(17)	–
	(342)	(744)	(1 053)	(93)

- a) Ces montants ont été comptabilisés dans le poste Frais financiers.
- b) Ces 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. Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2023, respectivement (69) M\$ et (251) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(14) M\$ et 73 M\$ pour les périodes correspondantes de 2022], 22 M\$ et 82 M\$, dans le poste Achats d'électricité [(32) M\$ et (26) M\$ pour les périodes correspondantes de 2022] ainsi que 82 M\$ et 65 M\$, dans le poste Frais financiers [(102) M\$ et (77) M\$ pour les périodes correspondantes de 2022].
- c) Les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 3 488 M\$, 608 M\$ et 612 M\$ pour la période de trois mois terminée le 30 juin 2023, 8 972 M\$, 1 420 M\$ et 1 192 M\$ pour la période de six mois terminée à cette date (3 521 M\$, 601 M\$ et 580 M\$ pour la période de trois mois terminée le 30 juin 2022 ainsi que 8 672 M\$, 1 501 M\$ et 1 155 M\$ pour la période de six mois terminée à cette date).
- d) Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2023, respectivement 40 M\$ et 69 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (5 M\$ et 9 M\$ pour les périodes correspondantes de 2022) ainsi que 96 M\$ et 102 M\$, dans le poste Frais financiers [(138) M\$ et (58) M\$ pour les périodes correspondantes de 2022].
- e) Pour les périodes de trois et de six mois terminées le 30 juin 2023, respectivement (110) M\$ et (586) M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (181 M\$ et 502 M\$ pour les périodes correspondantes de 2022) ainsi que (3) M\$ et (9) M\$, dans le poste Achats d'électricité [1 M\$ et (2) M\$ pour les périodes correspondantes de 2022].
- f) Hydro-Québec applique la comptabilité de couverture aux instruments dérivés qu'elle désigne comme couvertures d'investissement net. La variation de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu. Les montants comptabilisés dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu seront reclassés dans les résultats si Hydro-Québec cède son investissement net dans l'établissement étranger.

Pour les périodes de trois et de six mois terminées les 30 juin 2023 et 2022, Hydro-Québec n'a reclassé aucun montant du Cumul des autres éléments du résultat étendu aux résultats à la suite de l'abandon de couvertures de flux de trésorerie.

Au 30 juin 2023, Hydro-Québec estimait à 273 M\$ le montant net des gains compris dans le Cumul des autres éléments du

résultat étendu qui seraient reclassées dans les résultats au cours des 12 mois suivants (perte nette de 408 M\$ au 30 juin 2022).

Au 30 juin 2023, la durée maximale sur laquelle Hydro-Québec couvrait son exposition aux variations des flux de trésorerie liées aux opérations futures était de sept ans (huit ans au 30 juin 2022).

Note 7 Instruments financiers (suite)

Juste valeur des autres instruments financiers

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

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

	Au 30 juin 2023		Au 31 décembre 2022	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actif				
Fonds d'amortissement ^a	646	616	647	621
Passif				
Dette à long terme ^b	(53 623)^c	(55 708)	(51 541) ^c	(52 543)

a) Le fonds d'amortissement, affecté au remboursement de la dette à long terme, est constitué d'obligations émises par le gouvernement du Québec.

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

c) Y compris un montant de 1 491 M\$ au 30 juin 2023 (1 492 M\$ au 31 décembre 2022) 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 65 M\$ (79 M\$ au 31 décembre 2022) au titre des relations de couverture existantes et de (61) M\$ [(65) M\$ au 31 décembre 2022] au titre des relations de couverture auxquelles Hydro-Québec a mis fin.

Note 8 Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

	Trois mois terminés les 30 juin		Six mois terminés les 30 juin	
	2023	2022	2023	2022
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement				
Clients et autres actifs	1 077	420	639	(971)
Créditeurs et autres passifs	376	289	(150)	(145)
	1 453	709	489	(1 116)
Activités sans effet sur la trésorerie				
Augmentation des immobilisations corporelles et incorporelles	22	19	42	37
Intérêts payés	68	91	1 024	1 053

Note 9 Avantages sociaux futurs

	Trois mois terminés les 30 juin					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Coût des services rendus	70	159	12	13	82	172
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	289	203	17	12	306	215
Rendement prévu des actifs	(476)	(499)	—	—	(476)	(499)
Amortissement de la perte actuarielle nette	—	23	(1)	6	(1)	29
Amortissement du coût des (crédit pour les) services passés	—	1	(1)	(1)	(1)	—
	(187)	(272)	15	17	(172)	(255)
(Crédit) coût net constaté	(117)	(113)	27	30	(90)	(83)
	Six mois terminés les 30 juin					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Coût des services rendus	141	316	23	26	164	342
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	578	407	34	25	612	432
Rendement prévu des actifs	(952)	(998)	(1)	(1)	(953)	(999)
Amortissement de la perte actuarielle nette	—	45	(1)	12	(1)	57
Amortissement du coût des (crédit pour les) services passés	—	2	(2)	(2)	(2)	—
	(374)	(544)	30	34	(344)	(510)
(Crédit) coût net constaté	(233)	(228)	53	60	(180)	(168)

Note 10 Cumul des autres éléments du résultat étendu

						Six mois terminés le 30 juin 2023
	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 2022	168	22	–	180	45	415
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	1 036	(24)	17	–	(8)	1 021
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	(423)	–	–	(1)	–	(424)
Autres éléments du résultat étendu	613	(24)	17	(1) ^a	(8)	597
Solde au 30 juin 2023	781	(2)	17	179	37	1 012

						Six mois terminés le 30 juin 2022
	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 2021	(706)	(1)	–	(1 354)	(2)	(2 063)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	93	4	–	–	6	103
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	454	–	–	22	–	476
Autres éléments du résultat étendu	547	4	–	22 ^a	6	579
Solde au 30 juin 2022	(159)	3	–	(1 332)	4	(1 484)

a) Les autres éléments du résultat étendu comprennent la variation du passif réglementaire au titre des avantages sociaux futurs, qui était de 2 M\$ au 30 juin 2023 [variation de l'actif réglementaire au titre des avantages sociaux futurs de (35) M\$ au 30 juin 2022].

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-utnam 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. Dans un autre recours, introduit en janvier 2023 devant la Cour supérieure du Québec, les Innus de Uashat mak Mani-utnam allèguent que le complexe des Churchill Falls porte atteinte à leur titre et à leurs droits ancestraux ainsi qu'à leurs droits issus de traités. En plus de diverses demandes de déclarations judiciaires et ordonnances d'injonction permanente, ils réclament 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 ces recours.

Note 12 Données comparatives

Certaines données des périodes correspondantes de l'exercice précédent ont été reclassées en fonction de la présentation des périodes courantes. Les acquisitions et les cessions de placements temporaires et de titres destinés au fonds d'amortissement ou provenant de celui-ci, qui étaient auparavant présentées dans le poste Variation nette des

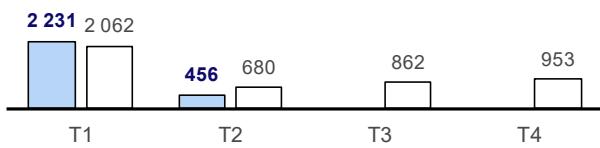
placements temporaires et du fonds d'amortissement aux états consolidés des flux de trésorerie, font dorénavant l'objet de postes distincts sous la rubrique Activités d'investissement. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le total présenté au titre de ces activités.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

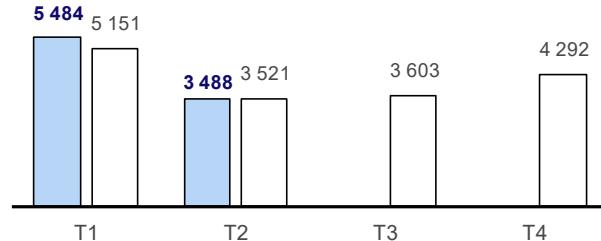
Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens.

Sommaire des résultats	Trois mois terminés les 30 juin			Six mois terminés les 30 juin		
	2023	2022	Variation (%)	2023	2022	Variation (%)
Produits	3 488	3 521	0,9 ↓	8 972	8 672	3,5 ↑
Charges	2 420	2 261	7,0 ↑	5 093	4 775	6,7 ↑
Frais financiers	612	580	5,5 ↑	1 192	1 155	3,2 ↑
Bénéfice net	456	680	32,9 ↓	2 687	2 742	2,0 ↓

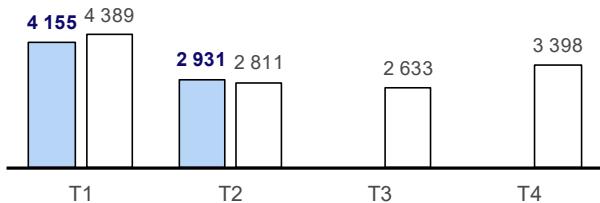
Bénéfice net



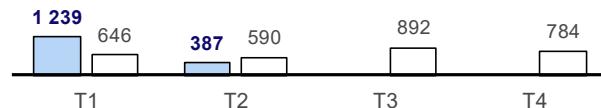
Produits



Produits des ventes d'électricité au Québec



Produits des ventes d'électricité hors Québec



2023 2022