



SOUTENIR LA DÉCARBONATION AU QUÉBEC ET CHEZ NOS VOISINS



Sophie Brochu
Présidente-directrice générale

Pour la première fois de son histoire, Hydro-Québec a inscrit un bénéfice net trimestriel supérieur à 2 milliards de dollars. Dans un contexte marqué par des températures froides – le mois de janvier ayant été le plus rigoureux depuis 2004 – et par une forte hausse des prix sur les marchés de l'énergie, notre bénéfice net s'est élevé à 2062 M\$, comparativement à 1641 M\$ à la même période de l'an dernier. Il s'agit d'un bond de 421 M\$ principalement attribuable à une progression de nos ventes, tant au Québec qu'hors Québec.

En mars dernier, nous avons dévoilé notre [Plan stratégique 2022-2026](#), qui souligne à quel point Hydro-Québec sera au cœur de la transition énergétique. Les défis sociaux, financiers et technologiques associés à la décarbonation sont importants ; les occasions qui en découlent le sont tout autant. Dans un cas comme dans l'autre, nous avons plusieurs solutions pour aider le Québec à réaliser ses ambitions collectives.

Afin de répondre à la croissance projetée de la demande d'électricité tout en atténuant l'impact sur nos coûts et tarifs, nous misons d'abord sur l'efficacité énergétique. Nous offrirons plusieurs programmes taillés sur mesure à nos différentes clientèles. Nous nous sommes fixé une cible d'économies d'énergie de 4 TWh d'ici 2025 et de 8,2 TWh d'ici 2029, ce qui nous permettra de réduire d'autant l'ajout de nouvelles capacités de production. La cible de 2029 correspond à l'équivalent de la production annuelle des quatre centrales du complexe de la Romaine – c'est donc des milliards de dollars d'investissements que nous pourrons éviter ! Nous visons à faciliter l'adoption d'habitudes de consommation responsables et durables et à obtenir l'engagement du plus grand nombre possible de personnes, d'institutions, d'entreprises et de collectivités dans le projet de décarbonation du Québec. La sobriété carbone

individuelle de la population tout entière générera sans contredit des bénéfices collectifs durables.

Au fil des ans, nous allons également accroître notre capacité de production hydroélectrique de 2000 MW en optimisant le rendement de nos centrales existantes. Nous allons par ailleurs élaborer un portefeuille de projets éoliens totalisant 3000 MW qui pourront être mis en œuvre au rythme de l'évolution des besoins. Un premier pas en ce sens vient d'être franchi : pour la première fois, Hydro-Québec participera directement à la réalisation de projets éoliens d'envergure et deviendra copropriétaire des installations. En partenariat avec Boralex et Énergir, nous construirons, sous réserve de la confirmation des besoins énergétiques, trois parcs éoliens de 400 MW chacun sur le territoire de la Seigneurie de Beaupré. Nous avons la ferme volonté de collaborer étroitement avec les collectivités et les communautés autochtones concernées pour mener à bien ces projets.

Nos initiatives en décarbonation ne visent pas seulement le Québec. Nous sommes fiers d'avoir obtenu de la Commission des services publics de l'État de New York la confirmation que l'électricité propre du Québec répondra à 20% des besoins en électricité de la plus grande métropole américaine. Cette dernière réduira du coup ses émissions de GES de millions de tonnes par année. Il s'agit là d'un des plus grands projets de décarbonation en Amérique.

Notre énergie propre est plus précieuse que jamais. Il nous faut la consommer judicieusement et la commercialiser à sa juste valeur, pour tirer parti collectivement des bénéfices associés et mettre à profit tous ses atouts dans le cadre de la transition énergétique qui s'accélère.

Sophie Brochu

NOS INITIATIVES EN DÉVELOPPEMENT DURABLE

Environnement

Travailler à la décarbonation de l'ensemble de nos activités et de nos marchés



Credit : Insertech

Une récupération responsable

Au mois de mars, Insertech et Hydro-Québec ont signé une entente de trois ans qui favorisera le développement durable et la réinsertion sociale. En effet, cette entente vise la récupération de notre matériel informatique usagé ainsi que la formation de jeunes en difficulté en réparation d'appareils électroniques.

Plutôt que de payer pour nous débarrasser de nos équipements informatiques usagés et excédentaires qui ne répondent plus aux normes d'aujourd'hui, nous les céderons à Insertech, qui leur donnera une deuxième vie. Elle les réparera et les remettra à neuf, et recyclera de manière écologique les éléments qui ne pourront être réutilisés, le tout dans le but de fabriquer d'autres appareils qui seront revenus à moindre coût. Il en résultera une chaîne d'approvisionnement plus responsable, ce qui constitue l'un des volets du développement durable.

En récupérant du matériel informatique usagé, Insertech offre une solution informatique complète et abordable pour répondre aux besoins technologiques de la collectivité : vente d'ordinateurs remis à neuf, services de réparation, cours d'informatique et activités technologiques. À cette fin, elle emploie de jeunes adultes qui désirent s'insérer dans la société et intégrer le marché du travail.

Cette entente avec Insertech nous permet de contribuer à la lutte contre l'obsolescence trop rapide et le gaspillage des ressources matérielles. Plus que jamais, nous encourageons l'approvisionnement responsable !

Communauté

Construire et exploiter des infrastructures durables et résilientes tout en adaptant nos activités aux changements climatiques



De l'énergie renouvelable en Basse-Côte-Nord

Depuis le début des années 1970, le village de La Romaine et la communauté innue d'Unamen Shipu, situés à proximité l'un de l'autre, étaient alimentés par la centrale diesel de La Romaine. Il s'agissait des seules collectivités de la Basse-Côte-Nord à ne pas avoir accès à l'énergie renouvelable d'Hydro-Québec.

Mais ce temps est révolu ! En effet, une ligne de transport à 34,5 kV sur portiques en bois de 75 km a été mise en service en mars dernier afin de relier le village et la communauté à Pointe-Parent.

À l'heure actuelle, environ le tiers de la clientèle est alimenté par la nouvelle ligne. À l'été 2022, nous effectuerons d'importants travaux afin de convertir le réseau de distribution de La Romaine et d'Unamen Shipu et de desservir ainsi l'ensemble de la population. Les travaux devraient s'achever l'automne prochain.

À terme, la nouvelle ligne permettra d'éviter la consommation de près de quatre millions de litres de diesel par année et l'émission d'environ 10 000 tonnes de gaz à effet de serre (GES), ce qui correspond au retrait de 2 500 véhicules des routes du Québec.

Ce projet a été réalisé grâce à la contribution de nombreuses équipes d'Hydro-Québec travaillant dans les secteurs de la distribution, du transport, des communications et des relations avec les communautés, de même qu'à la collaboration des collectivités d'Unamen Shipu, de Kegaska et de La Romaine.

Le déploiement de cette nouvelle ligne témoigne de notre volonté de convertir nos réseaux autonomes à des sources d'énergie plus propres et moins coûteuses. La vingtaine de centrales thermiques concernées représentent moins de 1% de notre production, mais génèrent environ 43% de nos émissions de GES. Globalement, nous visons à alimenter les réseaux autonomes en énergie propre à 80% d'ici 2030.

Communauté

Créer davantage de valeur durable dans les communautés



L'amélioration du cadre de vie

Au printemps 2016, pour faire face à la forte croissance de la demande d'électricité dans la MRC des Moulins et pour augmenter la fiabilité du réseau de transport de la boucle métropolitaine de Montréal, nous avons amorcé la construction du poste de transport Judith-Jasmin, situé à Terrebonne. Ce poste peut transformer plus de 2 300 MW, ce qui permet d'alimenter environ 800 000 résidences. Trois lignes à 735 kV et une à 120 kV y sont raccordées.

Lors de la réalisation de tels projets, nous veillons à participer au développement des collectivités d'accueil. C'est pourquoi, dans le cadre de notre Programme de mise en valeur intégrée qui soutient financièrement la mise en œuvre d'initiatives choisies par ces collectivités en vue d'améliorer leur milieu de vie, nous versons 2 387 000 \$ à la Ville de Terrebonne pour soutenir deux projets, soit le réaménagement du parc Pierre-Le Gardeur et la création d'un sentier multifonctionnel dans le quartier Urbanova.

Dès l'automne 2022, le parc Pierre-Le Gardeur offrira un terrain de tennis remis à neuf, des jeux d'eau, une piste à rouleaux (pump track), une aire de jeux, des tables à pique-nique, une aire de détente, un point de rassemblement communautaire et des projections ludiques. Des arbustes seront également plantés.

Pour ce qui est du projet dans le quartier Urbanova, le sentier multifonctionnel sera aménagé en bordure d'un milieu naturel du Corridor de biodiversité. Ce sentier reliera les points d'intérêt du secteur et mettra en valeur le milieu naturel.

Gouvernance

Intégrer le développement durable à la gouvernance, de même qu'aux activités et aux projets de l'entreprise



L'ambition de réussir collectivement

En mars dernier, nous avons lancé notre *Plan stratégique 2022-2026*, qui présente nos priorités et nos principales orientations pour les décennies à venir.

Fruit d'une large consultation auprès de différents groupes internes et externes (représentants et représentantes des milieux économique, énergétique, municipal, universitaire et environnemental de partout au Québec et membres de différentes nations autochtones), ce plan décrit le rôle qui nous a été confié dans la transition énergétique du Québec vers une économie plus sobre en carbone.

Cette réflexion sur l'avenir énergétique collectif de la société québécoise a mis en évidence un défi immense : plus de 100 TWh additionnels d'énergie propre seront requis pour que le Québec puisse atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050. La tâche est d'autant plus complexe qu'il faudra y parvenir au meilleur coût possible pour la société.

Ainsi, nous devrons composer avec des bilans d'énergie et de puissance plus serrés et des coûts d'approvisionnement plus élevés. Nous devrons aussi faire évoluer notre réseau actuel vers un système énergétique permettant des échanges bidirectionnels avec nos clients et clientes et leur offrant la possibilité de gérer plus efficacement leur consommation et d'interagir les uns avec les autres. Nous devrons en outre renforcer notre réseau et répondre à la croissance soutenue de la demande, dans un contexte où la modernisation ou le remplacement de nos actifs nécessiteront d'importants investissements.

Dans la foulée de cette réflexion stratégique, nous avons adopté une vision globale de nos métiers et professions ainsi que de nos actifs, ce qui nous a conduit à mettre en place une nouvelle structure organisationnelle qui maximise la collaboration et l'agilité, afin de réaliser une transition énergétique à la hauteur des ambitions collectives des Québécois et Québécoises.

Premier trimestre 2022

CHIFFRES CLÉS

2 062 M\$

26 % ↑

Bénéfice net

856 M\$

19 % ↑

Investissements

58,7 TWh

10 % ↑

4 389 M\$

14 % ↑

Ventes d'électricité
au Québec

8,7 TWh

17 % ↓

646 M\$

22 % ↑

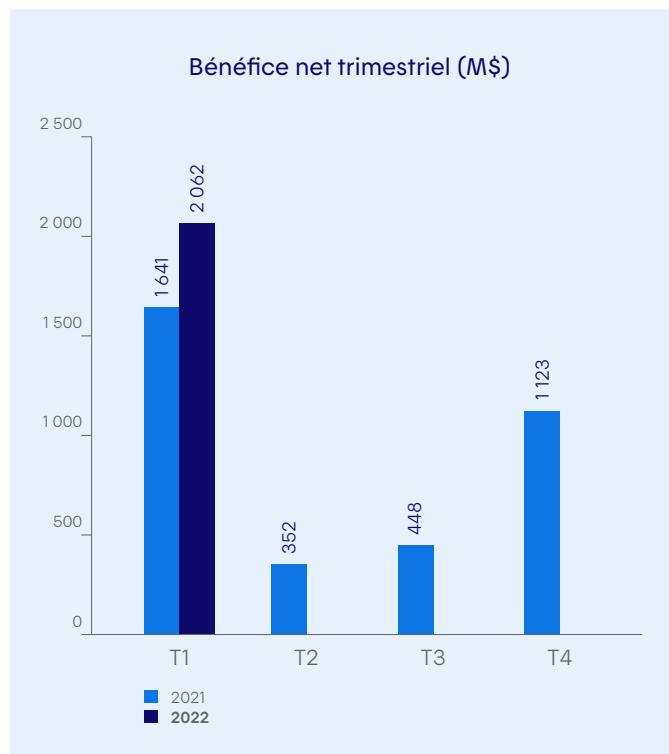
Ventes d'électricité
hors Québec

ANALYSE PAR LA DIRECTION

Résultats trimestriels en un coup d'œil

Au premier trimestre de 2022, Hydro-Québec a inscrit un bénéfice net trimestriel supérieur à 2 G\$ pour la première fois de son histoire. En effet, dans un contexte marqué par des températures froides et par une forte hausse des prix sur les marchés de l'énergie, le **bénéfice net** s'est élevé à 2 062 M\$, comparativement à 1 641 M\$ à la même période de l'an dernier. Ce bond de 421 M\$ est principalement attribuable à une progression des produits des ventes, tant au Québec qu'hors Québec, qui a cependant été atténuée par une augmentation des achats d'électricité à court terme sur les marchés afin de satisfaire les besoins ponctuels occasionnés par les grands froids.

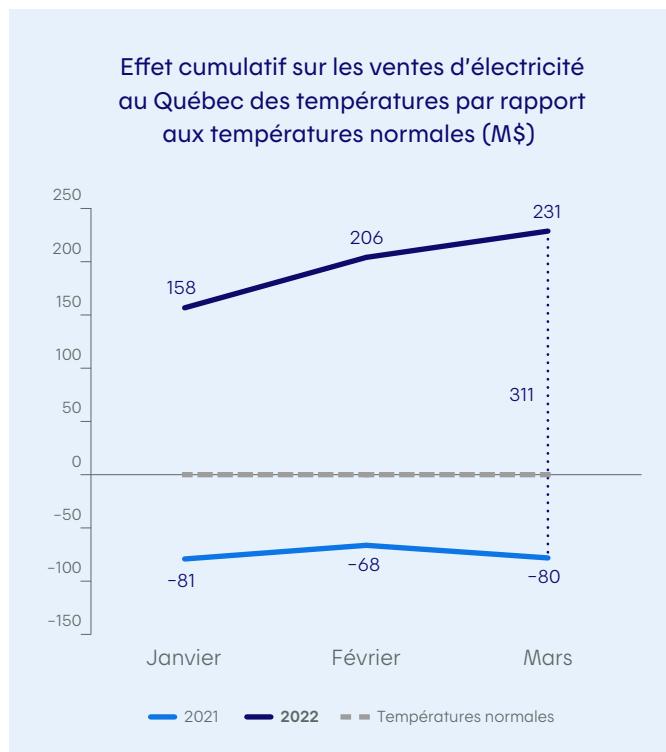
Sous l'impulsion des ventes réalisées au Québec, le volume total des ventes a atteint un sommet historique de 67,4 TWh pour les trois premiers mois de 2022. Hydro-Québec a ainsi poursuivi sa contribution à la décarbonation du nord-est de l'Amérique du Nord et à la richesse collective du Québec en répondant aux besoins accrus de son marché intérieur, tout en exportant d'importantes quantités d'électricité vers les marchés voisins.



Résultats consolidés

Les **produits** ont totalisé 5 151 M\$, contre 4 447 M\$ au premier trimestre de 2021. Cette progression de 704 M\$ s'explique essentiellement par un bond de 661 M\$ des ventes d'électricité.

Au Québec, celles-ci se sont établies au niveau record de 58,7 TWh, en hausse de 5,3 TWh par rapport à la même période de 2021. Elles ont ainsi rapporté 546 M\$ de plus que les 3 843 M\$ inscrits il y a un an, en raison de plusieurs facteurs. D'abord, les températures ont conduit à un accroissement de 3,6 TWh ou 311 M\$. Leur effet s'est surtout fait sentir au mois de janvier, où elles ont en moyenne été inférieures de 7 °C à celles de 2021. Ensuite, la demande de base a progressé de 1,7 TWh ou 108 M\$ par suite d'une croissance de la consommation d'énergie dans tous les secteurs, plus particulièrement de la part de la clientèle résidentielle et dans le secteur commercial, institutionnel et petits industriels. Enfin, l'augmentation des cours de l'aluminium, qui ont un impact sur les produits associés aux contrats spéciaux avec certains grands clients industriels, a également fait grimper les ventes d'électricité au Québec.



Les ventes d'électricité sur les marchés hors Québec ont quant à elles généré des produits de 646 M\$, soit 115 M\$ de plus qu'un an plus tôt. Cette progression est principalement attribuable aux conditions de marché favorables qui ont prévalu au cours du trimestre. En effet, les marchés de l'énergie ont connu une hausse marquée des prix, dont l'incidence a toutefois été atténuée par l'impact de la stratégie de gestion des risques mise en place par l'entreprise. Par ailleurs, le volume des exportations a diminué de 1,8 TWh par rapport au premier trimestre de 2021, compte tenu des besoins accrus du marché québécois découlant des températures froides. Il s'est ainsi élevé à 8,7 TWh, ce qui se rapproche de la moyenne des dix dernières années pour un premier trimestre.

Les **charges totales** ont atteint 2514 M\$, en hausse de 317 M\$ par rapport aux 2197 M\$ enregistrés à la période correspondante de l'an dernier. Cet écart tient surtout à un accroissement de 269 M\$ des achats d'électricité, lui-même principalement attribuable à une augmentation des approvisionnements à court terme effectués sur les marchés pour répondre aux besoins ponctuels du Québec pendant les vagues de froid. Dans une moindre mesure, il résulte aussi d'un volume supérieur d'approvisionnements éoliens sous l'effet de la production plus élevée des installations sous contrat.

Enfin, les **frais financiers** ont totalisé 575 M\$, soit un montant comparable aux 609 M\$ comptabilisés un an plus tôt.

Évolution de la structure organisationnelle

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2022, Hydro-Québec a fait évoluer sa structure organisationnelle afin de pouvoir gérer ses activités selon une approche transversale. Depuis l'entrée en vigueur de la nouvelle structure le 28 février dernier, ses résultats ne sont plus analysés en fonction des anciens secteurs d'exploitation, mais plutôt sur une base consolidée. Ainsi, Hydro-Québec compte désormais un seul secteur isolable.

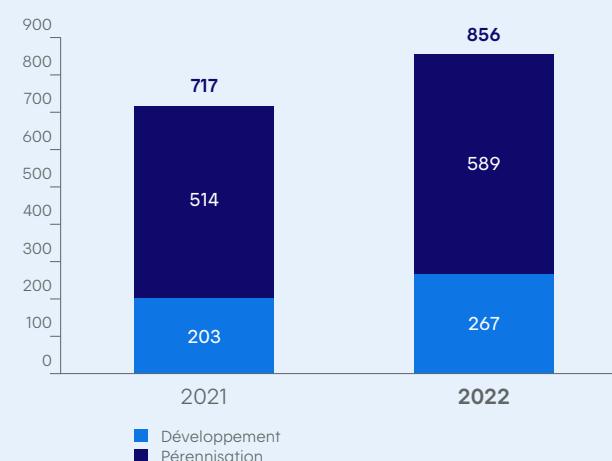
Investissements

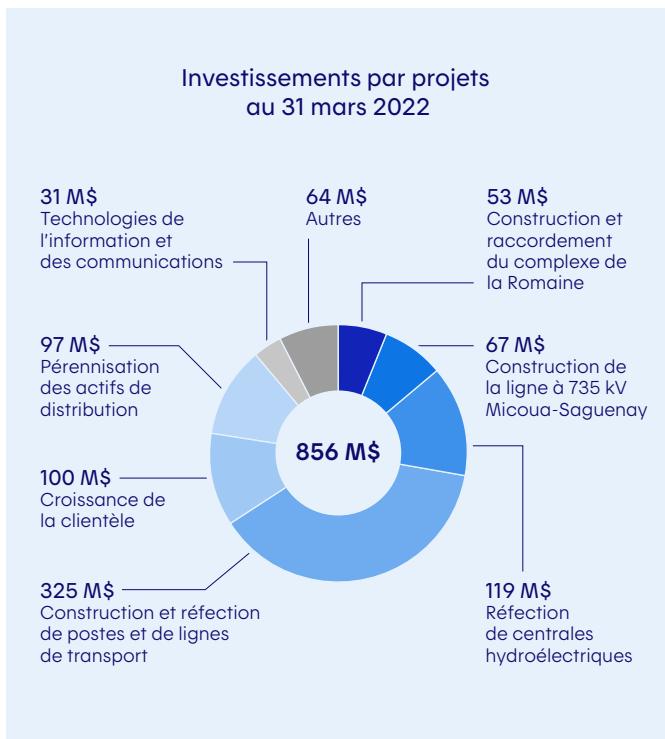
Au cours des trois premiers mois de 2022, Hydro-Québec a consacré 856 M\$ à ses investissements en immobilisations corporelles et en actifs incorporels, contre 717 M\$ à la même période de 2021. Cette somme a été affectée à des travaux d'envergure ayant pour but de pérenniser les actifs, de même qu'à des grands projets de développement.

L'entreprise a ainsi alloué 589 M\$ à la pérennisation de ses actifs. Elle 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 Robert-Bourassa, Bersimis-2, de Rapide-Blanc, de Carillon et de Beauharnois. Parallèlement, elle a attribué 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, comme le remplacement du système de conduite du réseau.

Les investissements consacrés aux projets de développement ont totalisé 267 M\$. Entre autres, les travaux ont progressé sur le chantier de l'aménagement de la Romaine-4, en Minganie, en vue de la mise en service de la centrale avant la fin de l'année. Par ailleurs, des sommes ont été affectées à divers projets afférents au réseau de distribution et visant à répondre à la croissance de la clientèle au Québec.

Investissements au cours du premier trimestre (M\$)





Financement

Au cours du premier trimestre, Hydro-Québec a réalisé deux émissions à taux fixe sur le marché canadien des capitaux : des billets à moyen terme échéant en 2028, pour un montant de 0,6 G\$, à un coût de 2,05 %, et des obligations échéant en 2060, pour un montant de 0,4 G\$, à un coût de 3,04 %.

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

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

États consolidés des résultats

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	2022	Trois mois terminés les 31 mars
Produits	4	5 151	4 447
Charges			
Exploitation		856	768
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	9	(255)	(186)
Achats d'électricité		900	631
Amortissement	5	666	652
Taxes		347	332
		2 514	2 197
Bénéfice avant frais financiers		2 637	2 250
Frais financiers	6	575	609
Bénéfice net		2 062	1 641

États consolidés du résultat étendu

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	2022	Trois mois terminés les 31 mars
Bénéfice net		2 062	1 641
Autres éléments du résultat étendu	10		
Variation nette des éléments désignés comme couvertures de flux de trésorerie	7	(247)	241
Variation nette des avantages sociaux futurs		11	37
Autres		(5)	(9)
		(241)	269
Résultat étendu		1 821	1 910

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

Bilans consolidés

En millions de dollars canadiens (non audités)	Notes	Au 31 mars 2022	Au 31 décembre 2021
ACTIF			
Actif à court terme			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		1 365	1 297
Placements temporaires		565	381
Clients et autres débiteurs		4 405	3 069
Instruments dérivés	7	31	52
Actif réglementaire		127	122
Matériaux et fournitures		411	389
		6 904	5 310
Immobilisations corporelles		68 730	68 530
Actifs incorporels		1 194	1 165
Placements		2 007	1 967
Instruments dérivés	7	28	3
Actifs réglementaires		2 991	3 020
Autres actifs		2 904	2 703
		84 758	82 698
PASSIF			
Passif à court terme			
Emprunts		3 676	—
Créditeurs et charges à payer		2 192	2 163
Dividende à payer		—	2 673
Intérêts courus		405	877
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		77	75
Instruments dérivés	7	479	337
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	7	1 862	3 247
		8 691	9 372
Dette à long terme	7	46 964	46 197
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations		870	867
Instruments dérivés	7	299	126
Passifs réglementaires		316	319
Autres passifs		2 286	2 303
Dette à perpétuité	7	251	254
		59 677	59 438
CAPITAUX PROPRES			
Capital-actions		4 374	4 374
Bénéfices non répartis		23 011	20 949
Cumul des autres éléments du résultat étendu	10	(2 304)	(2 063)
		25 081	23 260
		84 758	82 698
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/ Jacynthe Côté
Présidente du Conseil d'administration

États consolidés des variations des capitaux propres

En millions de dollars canadiens
(non audités)

Trois mois terminés
les 31 mars

	Note	Capital-actions	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2021		4 374	20 949	(2 063)	23 260
Bénéfice net		—	2 062	—	2 062
Autres éléments du résultat étendu	10	—	—	(241)	(241)
Solde au 31 mars 2022		4 374	23 011	(2 304)	25 081
Solde au 31 décembre 2020		4 374	20 058	(3 110)	21 322
Bénéfice net		—	1 641	—	1 641
Autres éléments du résultat étendu	10	—	—	269	269
Solde au 31 mars 2021		4 374	21 699	(2 841)	23 232

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

États consolidés des flux de trésorerie

En millions de dollars canadiens
(non audités)

Trois mois terminés
les 31 mars

	Notes	2022	2021
Activités d'exploitation			
Bénéfice net		2 062	1 641
Ajustements visant à déterminer les flux de trésorerie nets liés aux activités d'exploitation			
Amortissement	5	666	652
Amortissement des primes, escomptes et frais d'émission relatifs aux titres d'emprunt		11	1
Déficit du coût net constaté par rapport aux sommes versées au titre des avantages sociaux futurs		(172)	(82)
Autres		76	43
Actifs et passifs réglementaires		(44)	(14)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	8	(1 825)	(1 394)
		774	847
Activités d'investissement			
Ajouts aux immobilisations corporelles		(807)	(675)
Ajouts aux actifs incorporels		(49)	(42)
Variation nette des placements temporaires et du fonds d'amortissement		(179)	(399)
Autres		(26)	2
		(1 061)	(1 114)
Activités de financement			
Émission de dette à long terme		1 065	1 066
Remboursement de dette à long terme		(1 317)	(1 079)
Encaissements découlant de la gestion du risque de crédit		1 200	549
Décaissements découlant de la gestion du risque de crédit		(1 634)	(908)
Variation nette des emprunts		3 716	3 418
Dividende versé		(2 673)	(1 727)
Autres		(3)	(38)
		354	1 281
Effet des variations des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie			
		1	(6)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie			
		68	1 008
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période			
		1 297	1 467
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période			
		1 365	2 475
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie	8		

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

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

Périodes de trois mois terminées les 31 mars 2022 et 2021

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 2021* 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 2021* d'Hydro-Québec, sauf en ce qui concerne les informations sectorielles. En effet, au cours du trimestre terminé le 31 mars 2022, Hydro-Québec a fait évoluer sa structure organisationnelle afin de pouvoir gérer ses activités selon une approche transversale. Depuis l'entrée en vigueur de la

nouvelle structure le 28 février dernier, ses résultats ne sont plus analysés en fonction des anciens secteurs d'exploitation, mais plutôt sur une base consolidée. Ainsi, Hydro-Québec compte désormais un seul secteur isolable.

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 mai 2022, 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

Norme publiée mais non encore adoptée

Instruments financiers

En juin 2016, le Financial Accounting Standards Board a publié l'Accounting Standards Update (l'« ASU ») 2016-13, *Financial Instruments—Credit Losses (Topic 326): Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*.

Cette ASU fournit de nouvelles directives quant à la dépréciation des actifs financiers qui ne sont pas comptabilisés à la juste valeur dans les résultats. Elle s'appliquera selon une approche rétrospective modifiée aux états financiers trimestriels et annuels des exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2023. Hydro-Québec examine actuellement l'incidence de cette ASU. Toutefois, elle estime que l'adoption de celle-ci ne devrait pas entraîner d'impact significatif sur ses états financiers consolidés.

Note 3 Réglementation

Activités de transport

Dans la décision D-2022-053 du 22 avril 2022, la Régie de l'énergie du Québec a rendu une décision partielle concernant les tarifs de transport d'électricité d'Hydro-Québec pour 2021 et 2022. Le rendement autorisé sur la base de tarification a été établi à 8,20 % pour 2021 et 2022 et est fondé sur une structure de capital présumée comportant 30 % de capitaux propres. La décision finale relative à ces tarifs est attendue prochainement.

Activités de distribution

En vertu de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité* (L.Q. 2019, c. 27), les tarifs de distribution d'électricité ont été indexés de 2,6 % au 1^{er} avril 2022, à l'exception du tarif L, qui a été indexé de 1,7 %.

Note 4 Produits

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2022	2021
Produits des activités ordinaires		
Ventes d'électricité		
Au Québec	4 389	3 843
Hors Québec	646	531
	5 035	4 374
Autres produits des activités ordinaires	51	34
	5 086^a	4 408 ^a
Produits des autres activités	65	39
	5 151	4 447

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

Note 5 Amortissement

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2022	2021
Immobilisations corporelles	603	594
Actifs incorporels	23	25
Actifs et passifs réglementaires	18	21
Sorties d'immobilisations	22	12
	666	652

Note 6 Frais financiers

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2022	2021
Intérêts sur titres d'emprunt	575	597
Perte nette de change	1	1
Frais de garantie relatifs aux titres d'emprunt ^a	59	57
	635	655
Moins		
Frais financiers capitalisés	52	39
Revenu net de placement	8	7
	60	46
	575	609

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, de liquidité 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. Hydro-Québec est exposée à trois principaux types de risque de marché, soit le risque de change, le risque de taux d'intérêt et le risque de prix lié à l'énergie et à l'aluminium. Ces trois types de risque font l'objet d'une gestion intégrée active qui vise à limiter l'exposition à chaque risque, de manière à réduire leur incidence globale sur les résultats.

Gestion des risques à long terme

Gestion des risques associés aux ventes en dollars américains

Risque de change – Hydro-Québec utilise des contrats à terme pour gérer le risque de change associé aux ventes probables en dollars américains et les désigne comme couvertures de flux de trésorerie. L'incidence sur les résultats de ces opérations de couverture est comptabilisée dans le poste Produits.

Gestion des risques associés à la dette

Risque de change et risque de taux d'intérêt – Hydro-Québec utilise des contrats à terme et des swaps de devises pour gérer le risque de change associé à la dette à long terme et à la dette à perpétuité ainsi que des contrats à terme et des swaps de taux d'intérêt pour modifier à long terme l'exposition au risque de taux d'intérêt. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie ou de couvertures de juste valeur, selon le risque couvert. L'incidence sur les résultats des opérations de couverture de change et de taux d'intérêt de la dette est comptabilisée dans le poste Frais financiers.

Le tableau suivant présente le montant notionnel, exprimé en dollars canadiens ou en devises, des contrats à terme et des swaps utilisés aux fins de la gestion des risques à long terme :

	Au 31 mars 2022 ^a	Au 31 décembre 2021 ^a
Contrats à terme		
Dollars canadiens	(2 200)	(2 300)
Dollars américains ^b	(541)	(542)
Swaps		
Dollars canadiens	(4 444)	(5 716)
Dollars américains	3 720	4 770

a) Les données entre parenthèses représentent des montants à débourser.

b) Au 31 mars 2022, les contrats de vente et d'achat totalisaient respectivement 743 M\$ US et 202 M\$ US (743 M\$ US et 201 M\$ US au 31 décembre 2021).

Note 7 Instruments financiers (suite)

Gestion des risques à court terme

Risque de change – Hydro-Québec utilise des contrats à terme pour gérer son exposition au risque de change à court terme. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie. L'incidence sur les résultats des opérations de couverture du risque de change est comptabilisée dans les postes touchés par l'élément couvert, soit les postes Produits, Achats d'électricité ou Frais financiers. Dans ce contexte, Hydro-Québec a négocié des contrats de vente et d'achat de devises dont les positions ouvertes au 31 mars 2022 représentaient un montant notionnel de respectivement 3 836 M\$ US et 2 794 M\$ US (3 376 M\$ US au titre des contrats de vente et aucun montant au titre des contrats d'achat au 31 décembre 2021).

Risque de taux d'intérêt – Hydro-Québec utilise des contrats à terme et des swaps de taux d'intérêt pour gérer le risque de taux d'intérêt à court terme. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie. L'incidence sur les résultats des opérations de couverture du risque de taux d'intérêt à court terme est comptabilisée dans le poste touché par l'élément couvert, soit le poste Frais financiers.

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 et de l'aluminium. S'ils sont désignés comme éléments de couverture, ces instruments dérivés sont comptabilisés à titre de couvertures de flux de trésorerie. L'incidence sur les résultats des opérations de couverture du risque de prix lié à l'énergie et à l'aluminium est comptabilisée dans les postes touchés par l'élément couvert, soit les postes Produits ou Achats d'électricité. Dans ce contexte, Hydro-Québec a négocié des contrats à terme et des swaps d'électricité dont les positions ouvertes au 31 mars 2022 correspondaient à 20,9 TWh (21,1 TWh au 31 décembre 2021), des contrats à terme sur le gaz naturel dont les positions ouvertes au 31 mars 2022 et au 31 décembre 2021 représentaient 0,2 million de MMBtu, des swaps de produits pétroliers dont les positions ouvertes au 31 mars 2022 s'élevaient à 36,9 millions de litres (38,3 millions de litres au 31 décembre 2021) ainsi que des swaps d'aluminium dont les positions ouvertes au 31 mars 2022 totalisaient 526 625 tonnes (490 050 tonnes au 31 décembre 2021).

Note 7 Instruments financiers (suite)

Juste valeur

Juste valeur des instruments dérivés

Les tableaux suivants présentent la juste valeur des instruments dérivés, exclusion faite de l'incidence de la compensation, selon leur nature et selon qu'ils sont désignés comme couvertures de juste valeur ou de flux de trésorerie, ou qu'ils ne sont pas désignés comme couvertures :

	Au 31 mars 2022			
	Dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Dérivés non désignés comme couvertures ^a	Montants bruts des dérivés comptabilisés ^b
Actif				
Contrats – Risque de change	–	672	5	677
Contrats – Risque de taux d'intérêt	217	163	–	380
Contrats – Risque de prix	–	16	58	74
	217	851	63	1 131
Passif				
Contrats – Risque de change	–	(140)	(120)	(260)
Contrats – Risque de taux d'intérêt	–	(24)	–	(24)
Contrats – Risque de prix	–	(1 103)	(148)	(1 251)
	–	(1 267)	(268)	(1 535)
Total	217	(416)	(205)	(404)

	Au 31 décembre 2021			
	Dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Dérivés non désignés comme couvertures ^a	Montants bruts des dérivés comptabilisés ^b
Actif				
Contrats – Risque de change	–	833	6	839
Contrats – Risque de taux d'intérêt	393	4	–	397
Contrats – Risque de prix	–	42	33	75
	393	879	39	1 311
Passif				
Contrats – Risque de change	–	(162)	(101)	(263)
Contrats – Risque de taux d'intérêt	–	(152)	–	(152)
Contrats – Risque de prix	–	(579)	(34)	(613)
	–	(893)	(135)	(1 028)
Total	393	(14)	(96)	283

a) Ces instruments dérivés sont principalement transigés dans le cadre de la gestion des risques d'Hydro-Québec.

b) Les évaluations à la juste valeur des instruments dérivés sont classées au niveau 2. Ces évaluations sont obtenues par actualisation des flux de trésorerie futurs, qui sont 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 et qui tiennent compte de l'évaluation du risque de crédit. Les techniques d'évaluation utilisées font appel à des données de marché observables.

Note 7 Instruments financiers (suite)

Le tableau suivant présente l'incidence de la compensation sur les instruments dérivés :

	Au 31 mars 2022				Au 31 décembre 2021			
	Montants bruts des dérivés comptabilisés	Montants bruts compensés ^a	Trésorerie (reçue) versée en garantie ^b	Montants nets présentés dans le bilan	Montants bruts des dérivés comptabilisés	Montants bruts compensés ^a	Trésorerie (reçue) versée en garantie ^b	Montants nets présentés dans le bilan
Actif								
Court terme	261	(137)	(93)	31	193	(133)	(8)	52
Long terme	870	(401)	(441)	28	1 118	(384)	(731)	3
	1 131	(538)	(534)	59	1 311	(517)	(739)	55
Passif								
Court terme	(939)	260	200	(479)	(774)	389	48	(337)
Long terme	(596)	278	19	(299)	(254)	128	—	(126)
	(1 535)	538	219	(778)	(1 028)	517	48	(463)
Total	(404)	—	(315)	(719)	283	—	(691)	(408)

- a) Les montants bruts des dérivés compensés sont liés à des contrats transigés conformément aux directives de l'International Swaps and Derivatives Association (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.

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 31 mars 2022, 754 M\$ à recevoir en contrepartie de versements nets étaient intégrés dans le poste Clients et autres débiteurs (513 M\$ au 31 décembre 2021).

Note 7 Instruments financiers (suite)

Les tableaux suivants présentent l'incidence des instruments dérivés sur les résultats et les autres éléments du résultat étendu. Il est à noter que la majorité des instruments dérivés négociés sont désignés comme couvertures de flux de trésorerie ou de juste valeur et ont donc pour effet de réduire la volatilité des résultats. Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures, mais qui assurent néanmoins une couverture économique de positions inverses à risque, permettent aussi de réduire la volatilité des résultats. La sensibilité des résultats se limite ainsi à l'exposition nette aux risques ne faisant pas l'objet de couvertures.

		Trois mois terminés le 31 mars 2022			
		Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Pertes (gains) sur dérivés non désignés comme couvertures	
		Comptabilisés dans les résultats	Comptabilisés dans les Autres éléments du résultat étendu	Reclassés des Autres éléments du résultat étendu aux résultats	Comptabilisés dans les résultats
Contrats – Risque de change	–		80	84 ^a	23
Contrats – Risque de taux d'intérêt	156		(352)	2 ^b	–
Contrats – Risque de prix	–		923	318 ^c	95
	156^{b, d}	651	404^d	118^{d, e}	
Incidence sur les résultats des éléments couverts		(153)		(404)	
Trois mois terminés le 31 mars 2021					
		Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de juste valeur	Pertes (gains) sur dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	Pertes (gains) sur dérivés non désignés comme couvertures	
		Comptabilisés dans les résultats	Comptabilisés dans les Autres éléments du résultat étendu	Reclassés des Autres éléments du résultat étendu aux résultats	Comptabilisés dans les résultats
Contrats – Risque de change	–		89	38 ^a	32
Contrats – Risque de taux d'intérêt	166		(386)	3 ^b	–
Contrats – Risque de prix	–		141	44 ^c	(7)
	166^{b, d}	(156)	85^d	25^{d, e}	
Incidence sur les résultats des éléments couverts		(162)		(85)	

a) En 2022, 4 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(38) M\$ en 2021] et 80 M\$, dans le poste Frais financiers (76 M\$ en 2021).

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

c) En 2022, 321 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits (41 M\$ en 2021) et (3) M\$, dans le poste Achats d'électricité (3 M\$ en 2021).

d) En 2022, les postes Produits, Achats d'électricité et Frais financiers ont respectivement totalisé 5 151 M\$, 900 M\$ et 575 M\$ (4 447 M\$, 631 M\$ et 609 M\$ en 2021).

e) Ces instruments sont essentiellement liés à des transactions réalisées 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, en 2022, 87 M\$ ont été comptabilisés dans le poste Produits [(1) M\$ en 2021], 6 M\$, dans le poste Achats d'électricité [(6) M\$ en 2021] et 25 M\$, dans le poste Frais financiers (32 M\$ en 2021).

Note 7 Instruments financiers (suite)

Pour les périodes de trois mois terminées les 31 mars 2022 et 2021, 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 31 mars 2022, Hydro-Québec estimait que le total des gains et pertes 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 693 M\$ (gain net de 85 M\$ au 31 mars 2021).

Au 31 mars 2022, la durée maximale sur laquelle Hydro-Québec couvrait son exposition aux variations des flux de trésorerie liées aux opérations futures était de huit ans (neuf ans au 31 mars 2021).

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 débiteurs – clients, des autres débiteurs 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 31 mars 2022		Au 31 décembre 2021	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actif				
Fonds d'amortissement	647	639	647	678
Passif				
Dette à long terme ^a	(48 826) ^b	(57 123)	(49 444) ^b	(65 963)
Dette à perpétuité	(251)	(217)	(254)	(255)

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

b) Y compris un montant de 1 879 M\$ au 31 mars 2022 (1 935 M\$ au 31 décembre 2021) 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 198 M\$ (345 M\$ au 31 décembre 2021) pour les relations de couverture existantes et de (64) M\$ [(58) M\$ au 31 décembre 2021] pour les relations auxquelles Hydro-Québec a mis fin.

Clients et autres débiteurs

Au 31 mars 2022, les clients et autres débiteurs comprenaient 2 675 M\$ (1 918 M\$ au 31 décembre 2021) provenant de contrats conclus avec des clients et clientes, dont 1 371 M\$ (1 320 M\$ au 31 décembre 2021) au titre de l'électricité livrée mais non facturée.

Note 8 Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2022	2021
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement		
Clients et autres débiteurs	(1 369)	(900)
Matériaux et fournitures	(22)	(17)
Créditeurs et charges à payer	84	(14)
Intérêts courus	(518)	(463)
	(1 825)	(1 394)
Activités sans effet sur la trésorerie		
Augmentation des immobilisations corporelles et des actifs incorporels	18	11
Intérêts payés	962	958

Note 9 Avantages sociaux futurs

	Trois mois terminés les 31 mars					
	Régime de retraite		Autres régimes		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Coût des services rendus	157	176	13	14	170	190
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs						
Intérêts sur les obligations	204	170	13	11	217	181
Rendement prévu des actifs	(499)	(463)	(1)	(1)	(500)	(464)
Amortissement de la perte actuarielle nette	22	86	6	10	28	96
Amortissement du coût des (crédit pour les) services passés	1	2	(1)	(1)	–	1
	(272)	(205)	17	19	(255)	(186)
(Crédit) coût net constaté	(115)	(29)	30	33	(85)	4

Note 10 Cumul des autres éléments du résultat étendu

	Trois mois terminés le 31 mars 2022			
	Couvertures de flux de trésorerie	Avantages sociaux futurs	Autres	Cumul des autres éléments du résultat étendu
Solde au 31 décembre 2021	(706)	(1 354)	(3)	(2 063)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	(651)	–	(5)	(656)
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	404	11	–	415
Autres éléments du résultat étendu	(247)	11 ^a	(5)	(241)
Solde au 31 mars 2022	(953)	(1 343)	(8)	(2 304)

	Trois mois terminés le 31 mars 2021			
	Couvertures de flux de trésorerie	Avantages sociaux futurs	Autres	Cumul des autres éléments du résultat étendu
Solde au 31 décembre 2020	(162)	(2 940)	(8)	(3 110)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassements	156	–	(9)	147
Montants reclassés hors du Cumul des autres éléments du résultat étendu	85	37	–	122
Autres éléments du résultat étendu	241	37 ^a	(9)	269
Solde au 31 mars 2021	79	(2 903)	(17)	(2 841)

a) Les Autres éléments du résultat étendu comprennent la variation de l'actif réglementaire au titre des avantages sociaux futurs, qui était de (17) M\$ au 31 mars 2022 [(60) M\$ au 31 mars 2021].

Note 11 Éventualités

Garanties

En vertu des modalités précisées dans le cadre de l'émission de certains titres d'emprunt à l'extérieur du Canada, Hydro-Québec s'est engagée à majorer le montant des intérêts payés à des non-résidents si des changements sont apportés aux lois fiscales canadiennes à l'égard de l'impôt sur le revenu de personnes non résidentes. Hydro-Québec n'est pas en mesure d'estimer le montant maximal qu'elle pourrait être tenue de verser au titre de ces garanties. Si un tel montant devenait exigible, elle aurait l'option de rembourser la plupart des titres en question. Au 31 mars 2022, le coût amorti des dettes à long terme visées était de 2 075 M\$ (2 119 M\$ au 31 décembre 2021).

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 droits ancestraux. Notamment, les Innus de Uashat mak Mani-utenam réclament une somme de 1,5 G\$ à titre de dédommagement par suite de diverses activités menées sur le territoire qu'ils revendiquent. De plus, en novembre 2006, les Innus de Pessamit ont réactivé un recours introduit en 1998 et visant notamment la reconnaissance de droits ancestraux rattachés à des terres du Québec où sont situées certaines installations de production hydroélectrique du complexe Manic-Outardes. Cette communauté réclame une somme de 500 M\$. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de ces recours.

Par ailleurs, en octobre 2020, Innu Nation Inc. a intenté, devant les tribunaux de Terre-Neuve-et-Labrador, une action en dommages-intérêts contre la Churchill Falls (Labrador)

Corporation Limited [la « CF(L)Co »] et Hydro-Québec dans laquelle elle prétend que la construction et l'exploitation du complexe hydroélectrique des Churchill Falls, au Labrador, dont CF(L)Co est le propriétaire-exploitant, seraient le fruit d'une entreprise commune de CF(L)Co et d'Hydro-Québec et porteraient atteinte aux droits ancestraux des Innus du Labrador. Innu Nation Inc. réclame de CF(L)Co et d'Hydro-Québec le remboursement des profits qu'elles ont réalisés grâce à ce complexe ou, à défaut, une compensation monétaire de 4 G\$ en ce qui concerne Hydro-Québec. Hydro-Québec conteste le bien-fondé de cette action.

Investissements

Dans le cadre de l'entente conclue par Hydro-Québec concernant la vente de 9,45 TWh d'énergie à des distributeurs d'électricité du Massachusetts pendant 20 ans, Hydro-Québec et son partenaire américain Central Maine Power (« CMP ») ont lancé le projet New England Clean Energy Connect (« NECEC ») aux États-Unis, en vue de transiter l'électricité via l'État du Maine. Ce projet s'inscrit dans la mise en place d'une nouvelle interconnexion entre le réseau du Québec et celui de la Nouvelle-Angleterre. En janvier 2021, CMP a amorcé la construction de la ligne NECEC, le projet ayant obtenu toutes les autorisations principales et tous les permis majeurs requis de la part des autorités réglementaires américaines. En novembre 2021, les électeurs et électrices du Maine se sont prononcés en faveur d'une initiative citoyenne référendaire visant à bloquer ce projet. Hydro-Québec et CMP contestent la légalité de la nouvelle loi découlant de cette initiative devant les tribunaux. CMP a par ailleurs suspendu les travaux de construction jusqu'à l'issue des contestations judiciaires en cours. En coordination avec CMP, Hydro-Québec a également suspendu certains travaux de construction au Québec en lien avec le projet d'interconnexion.

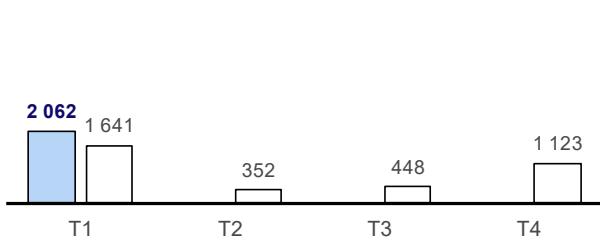
Si le projet devait être abandonné, certains coûts comptabilisés à titre d'immobilisations corporelles en cours, qui s'élevaient à 417 M\$ au 31 mars 2022, seront imputés aux résultats, de même que les montants qu'Hydro-Québec s'est engagée à verser en vertu d'ententes, lesquels totalisaient 157 M\$ à cette date.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON AUDITÉS)

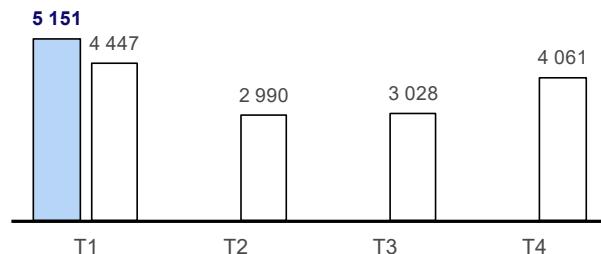
Les montants indiqués dans les tableaux sont exprimés en millions de dollars canadiens.

Sommaire des résultats	Trois mois terminés les 31 mars		
	2022	2021	Variation (%)
Produits	5 151	4 447	15,8 ↑
Charges	2 514	2 197	14,4 ↑
Frais financiers	575	609	5,6 ↓
Bénéfice net	2 062	1 641	25,7 ↑

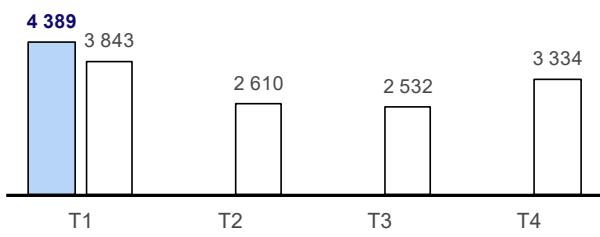
Bénéfice net



Produits



Produits des ventes d'électricité au Québec



Produits des ventes d'électricité hors Québec



2022 2021