

T3 | Bilan du troisième trimestre

Depuis le début de l'année pour la période prenant fin le 31 décembre 2024



Énergie NB Power

| the power of possibility
| débordant d'énergie



Message de la présidente-directrice générale



Lori Clark
présidente-directrice

La transition du secteur des services publics vers la production d'une énergie plus propre et plus verte devient chaque jour un peu plus une réalité. Pour réaliser les changements nécessaires afin d'atteindre une production d'énergie nette zéro, il faut faire preuve d'innovation et collaborer avec des partenaires clés, deux voies critiques identifiées dans notre plan stratégique « Dynamiser notre avenir ».

Pour cette raison, j'ai eu le plaisir de participer à un événement qui s'est tenu le 8 décembre à Dieppe et qui a réuni un groupe complet de nos partenaires fédéraux, provinciaux et des Premières Nations. Ensemble, nous avons affirmé notre engagement envers l'avenir énergétique propre du Nouveau-Brunswick et notre volonté de faire de l'accès à une électricité abordable, fiable et propre une réalité pour tous les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises. Dans le cadre de l'événement, le gouvernement fédéral a annoncé qu'il fournira jusqu'à 1,05 milliard de dollars en nouveau financement pour soutenir les priorités de notre province alors que nous mettons en œuvre des approches novatrices pour un avenir énergétique net-zéro. Par exemple, l'investissement soutiendra des projets éoliens menés par des autochtones, la conversion de la centrale de Belledune du charbon à la biomasse et les travaux de prédéveloppement pour une nouvelle capacité de petit réacteur modulaire à la centrale nucléaire de Point Lepreau.

À la suite de l'annonce, mes collègues et moi-même avons fait visiter notre parc solaire de Shediac à un certain nombre de participants, dont l'honorable Steven Guilbeault, ministre fédéral de l'Environnement et du Changement climatique. En service depuis plus d'un an, notre parc solaire illustre la façon dont nous pouvons ajouter de l'énergie renouvelable au réseau d'une manière qui apporte de la valeur à tous les Néo-Brunswickois et Néo-Brunswickoises.

En décembre, la centrale nucléaire de Point Lepreau a été remise en service après un arrêt pour entretien et d'importantes réparations des barres de stator du générateur, juste à temps pour la saison de chauffage hivernale. Nous continuons d'évaluer les répercussions financières de cet arrêt prolongé et étudions les options permettant d'atténuer les coûts pour les clients, y compris le recouvrement potentiel par l'intermédiaire des polices d'assurance des entreprises. De plus amples renseignements à ce sujet seront communiqués dans les prochains rapports.

En plus des améliorations apportées à l'exploitation et à l'infrastructure, Énergie NB, en partenariat avec l'Organisation des mesures d'urgence du Nouveau-Brunswick, a réalisé en octobre Synergie 2024, un exercice de préparation aux situations d'urgence à grande échelle à la centrale nucléaire de Point Lepreau. Dans le cadre du permis d'exploitation de la centrale nucléaire d'Énergie NB, délivré par la Commission canadienne de sûreté nucléaire, un exercice à grande échelle de cette nature est exigé tous les trois ans et témoigne de notre engagement à l'égard de la préparation aux situations d'urgence, ainsi que de la sécurité de nos employés, de nos collectivités et de la province.

Ce trimestre, nous avons également réaffirmé l'importance que nous accordons à la sécurité publique en aidant nos clients à utiliser l'électricité en toute sécurité. De la Semaine nationale de la prévention des incendies à la Semaine de la préparation aux tempêtes, nous avons offert à nos clients un éventail de renseignements accessibles afin de les aider à assurer la sécurité de leurs familles, de leurs maisons et de leurs entreprises.

Le 8 novembre, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) a rendu sa décision concernant notre demande générale de tarifs pour deux ans, qui a été déposée en décembre 2023. Nous savons qu'une modification des tarifs peut représenter un défi pour les clients et qu'ils comptent sur nous pour les aider à gérer leur consommation d'énergie et leurs coûts. Nous avons communiqué directement avec chaque catégorie de clients pour les informer de la manière dont ils seront affectés, ainsi que des options qui leur sont offertes pour la gestion de leur facture et de leur consommation d'énergie.

La saison des tempêtes d'automne et d'hiver a amené un certain nombre de systèmes météorologiques violents dans notre région, ce qui a entraîné des pannes d'électricité chez certains de nos clients. Nous remercions nos clients pour leur patience, ainsi que nos équipes sur le terrain et nos entrepreneurs qui ont travaillé 24 heures sur 24 pour rétablir le service de manière sûre et efficace. Nous savons que nos clients comptent sur nous et que toute perte d'électricité est un désagrément. Nous continuons à nous engager auprès des collectivités les plus touchées, en leur faisant part de nos plans pour améliorer la fiabilité dans leur région.

Ce trimestre, nous nous sommes concentrés sur l'éducation de la prochaine génération de Néo-Brunswickois et avons participé à la Semaine des sciences nucléaires. Nous sommes également devenus un partenaire énergétique d'Electricity Now, un programme qui aide à promouvoir les connaissances en matière d'énergie et à attirer les étudiants vers le secteur de l'énergie.

Pour conclure, je tiens à vous assurer que nous prenons des mesures pour répondre aux préoccupations exprimées par certains clients au sujet de factures d'électricité plus élevées que prévu en janvier. Nous prenons chacune de ces préoccupations très au sérieux et nous sommes en train de revoir en interne nos systèmes, nos processus et nos communications. Nous participons également à un examen indépendant de nos systèmes de facturation et de comptage. Si nous découvrons des problèmes liés à la facturation, nous prendrons des mesures immédiates pour remédier à la situation. En attendant, nous continuons à travailler avec nos clients pour les aider à gérer leur consommation d'énergie et leurs factures, et nous leur offrons une variété de soutiens, y compris le régime de paiements égaux, l'aide au paiement et des informations sur la façon d'accéder à nos programmes d'efficacité énergétique.



Lori Clark
présidente-directrice

Faits saillants financiers d'une année à l'autre¹

Le 8 novembre 2024, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) a rendu une décision verbale sur la demande générale de tarifs de deux ans d'Énergie NB, déposée en décembre 2023. La décision approuvait la majorité de la demande. Énergie NB a terminé tous les ajustements nécessaires au budget pour les changements dans les tarifs des clients et les frais de service avant la fin du troisième trimestre.

La centrale nucléaire de Point Lepreau a été remise en service le 11 décembre 2024, après l'achèvement de l'arrêt d'entretien du printemps et d'importantes réparations aux barres du stator du générateur qui ont nécessité un arrêt prolongé de la centrale. Les répercussions financières finales de l'arrêt prolongé seront reflétées dans les résultats financiers de fin d'année d'Énergie NB.

Activités de production d'électricité

Énergie NB a enregistré une perte d'exploitation de 12 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 31 décembre 2024, ce qui représente une diminution de 283 millions de dollars par rapport à la même période de l'année précédente.

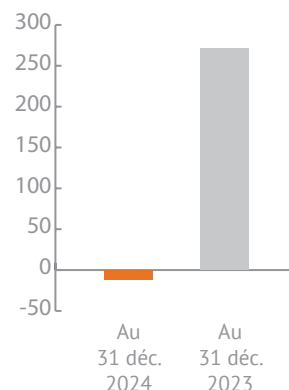
Les revenus liés à la vente d'électricité au Nouveau-Brunswick se sont élevés à 1 248 millions de dollars, soit une augmentation de 149 millions de dollars ou de 14 pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. L'augmentation des prix de vente résultant de la hausse des tarifs à compter d'avril 2024 et des frais liés au compte de variation en a été le principal facteur.

Les revenus provenant de l'extérieur de la province se sont élevés à 375 millions de dollars pour la période, ce qui représente une baisse de 699 millions de dollars, soit 65 pour cent, par rapport à la même période de l'année précédente. Le marché de l'exportation de l'électricité est un marché concurrentiel avec une variabilité inhérente des occasions de vente et des contrats de service disponibles à un moment donné. Les revenus provenant de l'extérieur de la province sont sujets à la variabilité et entraîneront des fluctuations dans les résultats de l'extérieur de la province d'une année à l'autre. Les ventes aux clients à l'extérieur de la province ont diminué de 5 816 GWh pour atteindre 3 262 GWh au cours de la période actuelle. Cette baisse est attribuable à la diminution.

Les coûts du carburant et de l'électricité achetée ont diminué de 327 millions de dollars pour s'établir à 908 millions de dollars, une baisse de 26 pour cent par rapport à la même période l'année précédente. Cette baisse est principalement due à la diminution des volumes d'approvisionnement résultant d'une baisse des ventes aux clients aux États-Unis. Cette baisse a été partiellement compensée par le coût de l'énergie de remplacement nécessaire pendant l'arrêt prolongé de la centrale nucléaire de Point Lepreau. La hausse des prix du carburant consommé lors de la production d'électricité et la production hydroélectrique inférieure à la moyenne ont également contribué à l'augmentation des coûts du carburant.

12 \$

Perte d'exploitation
(en millions de dollars)



¹ L'information financière présentée dans ce rapport est une version abrégée et condensée des états financiers, qui n'ont pas fait l'objet d'une vérification, et contient des estimations financières sujettes à changement.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté de 31 millions de dollars pour atteindre 478 millions de dollars, soit une hausse de 7 pour cent par rapport à la même période l'année précédente. Cette augmentation est principalement due à la réparation du générateur de la centrale nucléaire de Point Lepreau, à l'augmentation des travaux liés à la demande des clients et aux initiatives d'efficacité. L'augmentation des mesures incitatives et des rabais accordés aux clients a également contribué à cette augmentation. Ces augmentations ont été partiellement compensées par une réduction des activités générales d'entretien à la CNPL pendant l'arrêt prolongé pour entretien des immobilisations et par des coûts de tempête moins élevés par rapport à la même période l'année dernière.

Les charges d'amortissement se sont élevées à 303 millions de dollars, soit une augmentation de 47 millions de dollars ou 18 pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. L'augmentation des charges d'amortissement découle des investissements continus dans l'infrastructure visant à améliorer la fiabilité et à moderniser le réseau. Ces investissements comprennent des arrêts majeurs pour entretien dans les centrales, ainsi que des dépenses pour renforcer les systèmes de transport et de distribution. Le changement de la durée de vie économique du générateur de la CNPL est un autre facteur qui contribue à l'augmentation de l'amortissement.

Coûts de financement

Les coûts de financement se sont élevés à 242 millions de dollars, soit une augmentation de 13 millions de dollars, ou 6 pour cent, par rapport à la même période l'année précédente. Cette augmentation est principalement due à une augmentation des soldes de la dette nette au cours de la période, ce qui a entraîné une hausse des frais d'intérêts. Cette augmentation a été partiellement compensée par une baisse des taux d'emprunt au cours de cette période.

Fonds d'amortissement et autres revenus de placement

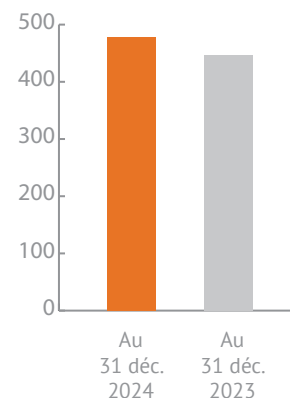
Les fonds d'amortissement et autres revenus de placement se sont élevés à 14 millions de dollars, soit une augmentation de 3 millions de dollars ou 27 pour cent par rapport à la même période l'année précédente. Cette augmentation est principalement due aux changements dans l'amortissement des escomptes et des primes.

Gains non réalisés sur les investissements

Les gains non réalisés sur les investissements se sont élevés à 75 millions de dollars, soit une augmentation de 35 millions de dollars ou de 88 pour cent par rapport à la même période l'an dernier. Cette augmentation est principalement due aux baisses successives des taux d'intérêt par les banques centrales au Canada et à l'étranger, qui ont entraîné une vigueur continue des marchés des actions et les marchés des valeurs à revenu fixe.

478 \$

Coûts d'EEA
(en millions de dollars)



Rajustements nets des soldes règlementaires

Des rajustements nets de 256 millions de dollars ont été comptabilisés dans les résultats, soit une augmentation de 257 millions de dollars par rapport à la même période de l'année précédente. Au cours des trois premiers trimestres, l'écart défavorable de la marge brute par rapport au plan, la charge du compte d'écart et les intérêts associés ont été reclassés dans le compte règlementaire. L'augmentation de l'année en cours est également influencée par l'énergie de remplacement pour l'arrêt de la centrale nucléaire de Point Lepreau et les comptes règlementaires de nivellement des tarifs approuvés par la Commission de l'énergie et des services publics en 2024-2025.

Bénéfice net

Les écarts susmentionnés se sont traduits par un bénéfice net de 91 millions de dollars pour la période close le 31 décembre 2024, par rapport à un bénéfice net de 92 millions de dollars pour la même période de l'exercice précédent, soit un écart défavorable de un million de dollars.

Gestion de la dette

La dette nette s'élève à 5 823 millions de dollars au 31 décembre 2024, soit une augmentation de 476 millions de dollars depuis le 31 mars 2024. La perte d'exploitation de la période a nécessité l'obtention d'une dette supplémentaire pour financer les dépenses d'investissement dans des projets majeurs. Cette augmentation a été partiellement compensée par des variations positives du fonds de roulement.

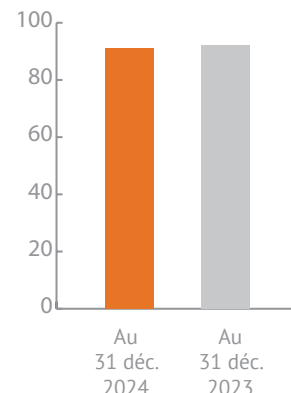
Dettes nettes consolidées

(en millions de dollars)

	Depuis le 31 déc. 2024	Depuis le 31 mars 2024	Écart
Dettes totales	6 376 \$	5 859 \$	517 \$
Trésorerie	2	10	(8)
Fonds d'amortissement	551	502	49
Dettes nettes totales	5 823 \$	5 347 \$	476 \$

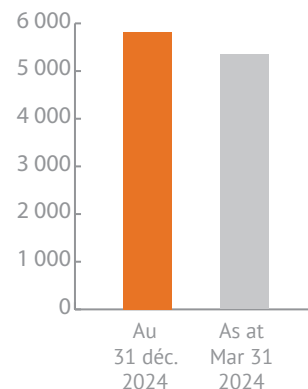
91 \$

Bénéfice net
(en millions de dollars)



5 823 \$

Dettes nettes totales
(en millions de dollars)



État cumulé des résultats

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 31 déc.

	2024	2023	Écart
Produits			
Ventes d'électricité			
À l'intérieur de la province	1 248 \$	1 099 \$	149 \$
À l'extérieur de la province	375	1 074	(699)
Autres produits	90	72	18
Total des produits	1 713	2 245	(532)
Charges			
Combustible et achats d'énergie	908	1 235	(327)
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	478	447	31
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	303	256	47
Impôts	36	36	-
Total des charges d'exploitation	1 725	1 974	(249)
Bénéfice d'exploitation	(12)	271	(283)
Frais de financement et autres bénéfices			
Charges financières	(242)	(229)	(13)
Fonds d'amortissement et autres revenus de placement	14	11	3
Gains non réalisés sur placements	75	40	35
Total des frais de financement et autres bénéfices	(153)	(178)	25
Bénéfice net avant les variations des soldes réglementaires	(165)	93	(258)
Variation nette des soldes réglementaires	256	(1)	257
Bénéfice net	91 \$	92 \$	(1) \$

Statistiques d'exploitation

Pour la période se terminant le 31 déc.

	2024	2023	Écart
Ventes à l'intérieur de la province (GWh)	9 299	9 339	(40)
Degrés-jours de chauffage	2 139	2 196	(57)
Ventes à l'exportation (GWh)	3 262	9 078	(5 816)
Débits hydroélectriques inférieurs à la moyenne à long terme (%)	(22,0%)	18%	(40,0%)
Facteur de capacité de la CNPL (%)	6,5%	83%	(76,5%)

État consolidé de la situation financière

en millions de dollars (non vérifié)

	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Au 31 mars 2024
Actifs			
Courants			
Trésorerie	2 \$	6 \$	10 \$
Débiteurs	438	437	412
Matières, fournitures et combustible	324	301	326
Charges payées d'avance	34	32	25
Actifs dérivés	119	19	29
Total des actifs courants	917	795	802
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	4 991	4 765	4 810
Fonds au titre du démantèlement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	1 015	929	941
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	551	514	502
Autres actifs non courants	121	135	125
Total des actifs non courants	6 678	6 343	6 378
Total des actifs	7 595	7 138	7 180
Solde réglementaire	1 162	1 020	907
Total des actifs et des soldes réglementaires	8 757 \$	8 158 \$	8 087 \$
Passifs et capitaux propres			
	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2023	Au 31 mars 2024
Passifs courants			
Dette à court terme	1 133 \$	586 \$	570 \$
Créditeurs et intérêts courus	439	473	443
Tranche actuelle de la dette à long terme	200	150	50
Tranche actuelle de la dette de location	7	6	7
Passifs dérivés	13	104	57
Total des passifs courants	1 792	1 319	1 127
Passifs non courants			
Dette à long terme	5 043	5 137	5 274
Dettes de location	39	39	39
Passif au titre du démantèlement et de la gestion du combustible nucléaire irradié	1 081	1 006	1 069
Autres passifs non courants	209	223	172
Total des passifs non courants	6 372	6 405	6 554
Total des passifs	8 164	7 724	7 681
Total des capitaux propres	593	434	406
Total des passifs et des capitaux propres	8 757 \$	8 158 \$	8 087 \$

État consolidé des flux de trésorerie

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 31 déc.

	2024	2023
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	91 \$	92 \$
Ajustements pour réconcilier le bénéfice net avec les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation		
Coûts de financement	242	229
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles, net des gains et pertes réalisés à la cession	302	256
Variation de la valeur de marché des produits dérivés	(41)	(3)
Variation nette des soldes réglementaires	(256)	1
Revenus des fonds de placement	(88)	(51)
Combustible nucléaire irradié	1	4
Variation nette des soldes de fonds de roulement hors trésorerie	(55)	-
Intérêts versés	(184)	(173)
Avantages postérieurs à l'emploi nets	(4)	(4)
Apports nets des clients	4	4
Variation des charges payées d'avance à long terme	-	(3)
Trésorerie des activités d'exploitation	12 \$	352 \$
Activités d'investissement		
Trésorerie investie dans les immobilisations corporelles, montant net des produits de cession	(461) \$	(328) \$
Dépenses de trésorerie liées au déclassement	(27)	(24)
Retraits des fonds de placement au titre du secteur nucléaire	-	7
Trésorerie pour les activités d'investissement	(488) \$	(345) \$
Activités de financement		
Produit de la dette à long terme	- \$	442 \$
Remboursements d'emprunts	(50)	(200)
Augmentation de la dette à court terme	562	(211)
Versements dans le fonds d'amortissement	(41)	(38)
Retraits du fonds d'amortissement	5	9
Remboursement du capital sur l'obligation locative	(8)	(6)
Trésorerie provenant des (affectée aux) activités de financement	468 \$	(4) \$
Trésorerie nette (sortie) entrée	(8) \$	3 \$
Trésorerie, début de période	10	3
Trésorerie, fin de période	2 \$	6 \$