



2025

Bilan du troisième trimestre

Depuis le début de l'année
pour la période prenant fin
Le 31 décembre 2025



Énergie NB Power

Message de la présidente-directrice générale

Ce trimestre, nous avons mis en œuvre un large éventail d'initiatives visant à mieux soutenir nos clients, tant aujourd'hui que dans les années à venir. Qu'il s'agisse de nouveaux programmes proactifs d'éducation à l'efficacité énergétique ou de grands projets liés aux énergies renouvelables et à la sécurité du réseau, nous avons toujours placé les besoins des Néo-Brunswickois au cœur de toutes nos initiatives.

L'une de nos initiatives les plus marquantes ce trimestre a été le lancement de notre tournée d'éducation à l'énergie. Dans le cadre de notre campagne d'éducation publique automnale « Savoir, c'est pouvoir », notre unité mobile s'est rendue à Bathurst, Quispamsis, Fredericton, Moncton et dans d'autres communautés, permettant aux clients de rencontrer directement les experts en efficacité énergétique d'Énergie NB. Les clients ont pu poser des questions et assister à des démonstrations pratiques, notamment sur les conseils pour utiliser efficacement les thermopompes et naviguer sur le portail en ligne des compteurs intelligents. La participation et les commentaires des clients ont été extrêmement positifs.

La campagne comprenait également une page Web interactive contenant des ressources sur des sujets allant des options de paiement des factures aux explications sur les raisons de l'augmentation des factures d'énergie en hiver et sur la manière dont les clients peuvent les gérer. En raison de températures 20 pour cent plus froides entre mi-novembre et mi-décembre 2025 qu'en 2024, nous avons voulu transmettre ces informations au moment opportun aux clients.

Nous avons également poursuivi notre collaboration avec le Comité des populations vulnérables. En réponse à leur recommandation, nous avons mis en place une suspension provisoire du débranchement de service pour les populations vulnérables pour non-paiement des factures, applicable du 1er décembre 2025 au 31 mars 2026. Bien que la suspension du service demeure une mesure de dernier recours, ce projet pilote permettra de collecter des données relatives aux arriérés, aux modalités de paiement et aux résultats pour les clients, en vue d'élaborer un cadre durable garantissant l'accessibilité financière et la continuité du service.

Outre le soutien direct aux clients, nous avons réalisé d'importants progrès dans le cadre d'initiatives provinciales en matière d'énergie et d'infrastructures.

Nous poursuivons nos initiatives pour accroître l'intégration de l'énergie renouvelable au sein du réseau, une démarche indispensable en vue de combler le déficit énergétique anticipé au Nouveau-Brunswick à partir de 2028. Ces initiatives appuient directement notre plan stratégique « *Dynamiser notre avenir* », axé sur la modernisation du réseau et l'intégration des énergies renouvelables.

En octobre, nous avons célébré l'inauguration officielle du projet éolien Neweg de 25 MW avec nos partenaires des Premières Nations, du gouvernement, des services publics et du secteur privé. Une cérémonie d'inauguration et d'empreintes de mains a symbolisé notre unité et notre collaboration.

Nous avons également annoncé un nouveau contrat d'achat d'électricité de 200 MW avec Brighton Mountain Wind Limited, une filiale de J.D. Irving, Limited. Ce projet est issu de notre demande de déclaration d'intérêt de mai 2025 visant à trouver des sources d'énergie renouvelable à grande échelle pouvant être déployées rapidement. Quatorze autres projets, qui nécessitent tous la participation des Premières Nations et le soutien du gouvernement, sont toujours à l'étude, et nous vous tiendrons au courant au cours des prochains trimestres.

Par ailleurs, nous avons publié demande de déclaration d'intérêt pour 50 MW de systèmes de stockage d'énergie par batterie. Ces systèmes à courte durée nous apporteront la flexibilité essentielle pour gérer les ressources éoliennes et solaires intermittentes, une innovation de plus en plus demandée par nos clients.

Le projet RIGS (Intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau) poursuit son développement dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement. Nous avons mobilisé les membres de la communauté lors de journées portes ouvertes et avons déposé notre demande auprès de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP), qui tiendra une audience au cours du prochain trimestre.

Plusieurs autres instances sont actuellement devant la CESP. Le 1er octobre 2025, nous avons déposé une demande générale de tarifs visant une augmentation de 4,75 pour cent pour toutes les catégories de tarifs. En moyenne, pour un client résidentiel consommant 1 350 kWh, cette modification entraînerait une augmentation d'environ 10,90 \$ par mois. Bien que nous considérions les augmentations tarifaires comme un dernier recours, nous avons besoin de ces fonds pour moderniser nos infrastructures, garantir la fiabilité de nos services et soutenir la transition vers les énergies propres. La CESP a prévu une audience pour mars 2026.

Le 15 décembre 2025, nous avons soumis notre demande annuelle de recouvrement du compte d'écart pour 2026-2027. Si la CESP l'approuve, le tarif augmentera de 0,04 ¢/kWh à compter du 1er avril 2026, soit environ 54 cents par mois en moyenne pour un client résidentiel. Les principaux facteurs sont les soldes de l'année précédente, la réduction de la charge industrielle et la baisse de la production nucléaire et hydroélectrique due à la sécheresse, partiellement compensée par la hausse des revenus d'exportation.

En décembre, nous avons également célébré la Journée mondiale de l'énergie nucléaire. Le 14 décembre 2025, la centrale nucléaire de Point Lepreau a été remise en service après un arrêt prévu pour entretien. L'équipe a accompli plus de 23 000 tâches, dont un rebobinage complexe du générateur. Bien qu'un problème avec un roulement de turbine ait nécessité des travaux supplémentaires et retardé la synchronisation avec le réseau de deux semaines, notre équipe a réussi à remplacer le roulement et à remettre la centrale en service après des tests approfondis. Je suis extrêmement fier de l'expertise et du dévouement dont ont fait preuve nos employés et nos partenaires tout au long de ce processus.

Les partenariats demeurent un pilier essentiel de notre plan stratégique. En octobre, nous avons participé au symposium sur l'énergie organisé par les Autochtones de l'Atlantique, où les dirigeants d'Énergie NB ont souligné l'importance du leadership autochtone, d'une collaboration significative et de changements internes qui soutiennent mieux le développement énergétique dirigé par les Autochtones.

Je me suis également joint à des partenaires provinciaux et fédéraux pour annoncer la conclusion d'un accord de services de soutien de trois ans avec Laurentis Energy Partners, une filiale d'Ontario Power Generation. Dans le cadre de cet accord, Laurentis Energy Partners fournira une expertise ciblée afin de renforcer les opérations de PLNGS et d'assurer son rendement à long terme.

De plus, nous avons établi un partenariat stratégique avec l'Université du Nouveau-Brunswick afin de soutenir l'innovation énergétique, la recherche et le perfectionnement de la main-d'œuvre. Notre collaboration de longue date comprend des projets tels que le réseau numérique de l'Atlantique, des études sur l'écosystème aquacole et la recherche nucléaire. En tant que principal employeur coopératif universitaire, nous avons pour objectif de développer des opportunités alignées sur notre mandat, afin d'assurer des avantages durables pour la population du Nouveau-Brunswick.

Nous vous remercions d'avoir lu ce rapport et vous sommes reconnaissants de votre soutien et de l'intérêt que vous portez à nos activités et à nos projets futurs.



Lori Clark
présidente-directrice générale

Faits saillants financiers d'une année à l'autre¹

Énergie NB a amélioré son rendement d'exploitation par rapport à l'année dernière malgré une baisse de son bénéfice net. La hausse des marges d'exportation, l'augmentation de la production de la centrale nucléaire de Point Lepreau et les ajustements tarifaires approuvés ont contribué à l'amélioration des résultats. Grâce à ces améliorations, Énergie NB demeure en mesure de satisfaire les exigences de sa clientèle tout en poursuivant la mise en œuvre d'initiatives destinées à renforcer la fiabilité.

Le 8 novembre 2024, la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) a approuvé la demande générale de tarifs d'Énergie NB pour l'exercice 2025-2026, contribuant ainsi à renforcer la fiabilité du réseau. Le bénéfice d'exploitation a atteint 98 millions de dollars, grâce à 1 363 millions de dollars de ventes d'électricité à l'intérieur de la province et 662 millions de dollars de revenus provenant de l'extérieur de la province, résultant de l'augmentation des volumes contractuels et des ventes de crédits d'énergie renouvelable. Ces résultats renforcent la capacité d'Énergie NB à fournir un service fiable et à investir dans un avenir énergétique durable et à long terme pour le Nouveau-Brunswick.

La centrale nucléaire de Point Lepreau a fonctionné efficacement au cours du premier trimestre, réduisant les coûts d'approvisionnement avant son arrêt planifié pour entretien le 14 juillet. La centrale de Bayside a également fait l'objet d'un arrêt planifié pour entretien en octobre. Énergie NB a réalisé ces deux arrêts en toute sécurité avant la mi-décembre afin d'assurer un approvisionnement fiable en électricité pendant la saison de chauffage hivernale. Énergie NB a fait progresser son plan stratégique, intitulé « *Dynamiser notre avenir* », en achevant le déploiement massif de compteurs intelligents et en investissant 111 millions de dollars dans des initiatives d'efficacité énergétique et de modernisation du réseau.

Activités de production d'électricité

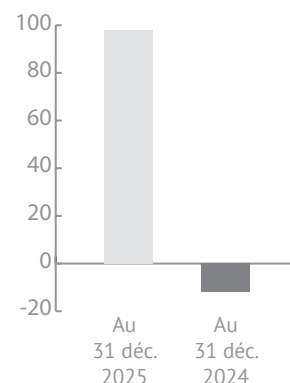
Énergie NB a réalisé un bénéfice d'exploitation de 98 millions de dollars au cours des neuf mois qui ont pris fin le 31 décembre 2025, soit une amélioration de 110 millions de dollars par rapport à la même période l'année précédente.

Les produits tirés des ventes d'électricité au Nouveau-Brunswick se sont élevés à 1 363 millions de dollars, soit une augmentation de 115 millions de dollars (neuf pour cent). La hausse des prix de vente, attribuable à une augmentation des tarifs approuvée par la CESP (en vigueur depuis le 1er avril 2025) et à des températures plus froides, a contribué à cette augmentation. La baisse de la demande industrielle a partiellement contrebalancé ces gains.

Les produits provenant de l'extérieur de la province se sont élevés à 662 millions de dollars, soit une augmentation de 287 millions de dollars (76 pour cent). Ce changement important reflète la fluctuation des occasions de vente et des contrats de service sur les marchés externes concurrentiels. Le volume des ventes à l'exportation a augmenté de 1 705 GWh pour atteindre 4 967 GWh, grâce à de nouveaux contrats conclus au Canada et aux États-Unis.

98 \$

bénéfice 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 liés au combustible et aux achats d'électricité se sont élevés à 1 199 millions de dollars, soit une augmentation de 291 millions de dollars (32 pour cent). Cette augmentation est attribuable à la hausse du volume des achats d'électricité et à la hausse des prix du marché. La disponibilité accrue du gaz naturel liquéfié, qui est passée de 284 GWh à 1 869 GWh, a partiellement compensé ces pressions.

Les produits divers se sont élevés à 109 millions de dollars, soit une augmentation de 19 millions de dollars (21 pour cent), principalement en raison des occasions d'affaires liées à l'optimisation de l'approvisionnement en gaz naturel à la centrale de Bayside.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont légèrement augmenté pour s'établir à 479 millions de dollars, soit une augmentation d'un million de dollars. Cette augmentation est attribuable à la demande accrue de main-d'œuvre liée aux interventions en cas de tempête, aux appels supplémentaires pour des problèmes techniques et à d'autres activités d'exploitation.

Les frais d'amortissement ont augmenté de 19 millions de dollars (six pour cent) pour s'établir à 322 millions de dollars. Les investissements continus dans les infrastructures, notamment l'entretien des principales centrales électriques et le renforcement du réseau, ont contribué à la hausse des frais d'amortissement. Les mises hors service d'actifs et les ajustements de la durée de vie utile ont également entraîné une augmentation des frais.

Coûts de financement

Les coûts de financement ont diminué de 14 millions de dollars (sept pour cent) pour s'établir à 190 millions de dollars, principalement en raison des fluctuations favorables des taux de change sur les transactions américaines et de la baisse des charges d'intérêts résultant de la réduction des taux d'emprunt à court terme.

Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement

La désactualisation des passifs relatifs au démantèlement ont augmenté de 4 millions de dollars (11 pour cent) et s'élèvent à 42 millions de dollars, reflétant la hausse des coûts prévus pour les retraits d'actifs futurs, qui a entraîné une augmentation du solde global du passif.

Fonds d'amortissement et autres revenus de placement

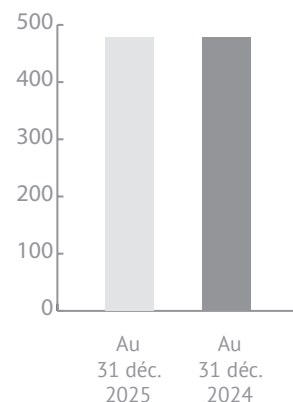
Le fonds d'amortissement et autres revenus de placement se sont élevés à 14 millions de dollars, ce qui correspond aux résultats de l'année dernière.

Gains non réalisés sur les investissements

Les gains non réalisés sur les placements se sont élevés à 39 millions de dollars, soit une baisse de 36 millions de dollars (48 pour cent). Les gains sont restés solides malgré des conditions de marché moins favorables en raison de l'incertitude économique, des préoccupations tarifaires et du ralentissement de la croissance.

479 \$

Coûts d'EEA
(en millions de dollars)

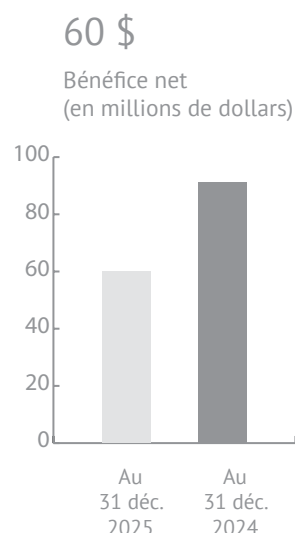


Variations nettes des soldes de reports réglementaires

Les variations nettes des soldes réglementaires ont augmenté le bénéfice net de 141 millions de dollars, soit une diminution de 115 millions de dollars par rapport à l'année précédente. La réduction des comptes utilisés pour répartir les coûts des pannes et harmoniser les tarifs des clients, propre à la demande tarifaire précédente de la CESP sur deux ans, a contribué à cette baisse. Ces réductions ont été partiellement compensées par des ajustements de marge et de nouveaux montants ajoutés pour le remplacement des compteurs et la mise à niveau du logiciel de planification des ressources de l'entreprise.

Bénéfice net

Le bénéfice net pour la période prenant fin le 31 décembre 2025 s'est élevé à 60 millions de dollars, comparativement à 91 millions de dollars l'année précédente, soit une variation défavorable de 31 millions de dollars. Bien que l'exploitation ait affiché de bons résultats, ceux-ci ont été neutralisés par la diminution des soldes réglementaires ainsi que des rendements de placement non réalisés.



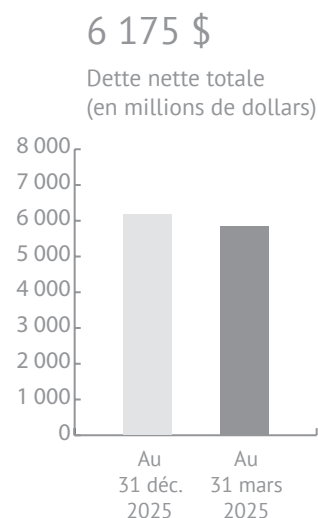
Gestion de la dette

Énergie NB a entamé une période d'investissements importants pour combler les déficits en matière d'infrastructures, ce qui a entraîné une augmentation de son niveau d'endettement. La dette nette s'élevait à 6 175 millions de dollars au 31 décembre 2025, soit une augmentation de 320 millions de dollars depuis le 31 mars 2025. Énergie NB a investi 532 millions de dollars dans des projets d'immobilisations au cours de la période et a financé une partie de ces investissements grâce à des flux de trésorerie d'exploitation positifs de 228 millions de dollars.

Dette nette consolidée

en millions de dollars (non vérifié)

	Au 31 déc. 2025	Au 31 mars 2025	Écart
Dette de location	40 \$	45 \$	(5) \$
Dette financière	35	35	-
Dette à court terme	1 033	954	79
Dette à long terme	5 688	5 396	292
Trésorerie	3	9	(6)
Fonds d'amortissement	618	566	52
Dette nette totale	6 175 \$	5 855 \$	320 \$
Résultats non distribués	592 \$	532 \$	60 \$
Cumul des autres éléments du résultat global (perte)	(855)	(48)	(37)
Capital total	6 682	6 339	343
Pourcentage de la dette nette dans la structure du capital	92,4 %	92,4 %	0,0 %



État consolidé de la situation financière

en millions de dollars (non vérifié)

	Au 31 déc. 2025	Au 31 déc. 2024	Au 31 mars 2025
Actifs			
Courants			
Trésorerie	3 \$	2 \$	9 \$
Débiteurs	536	438	520
Matières, fournitures et combustible	281	324	230
Charges payées d'avance	46	34	23
Actifs dérivés	69	119	86
Total des actifs courants	935	917	868
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	5 232	4 991	5 028
Immobilisations incorporelles	47	43	55
Fonds au titre du démantèlement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	1 055	1 015	1 017
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	618	551	566
Actifs dérivés	9	59	30
Autres actifs non courants	19	19	17
Total des actifs non courants	6 980	6 678	6 713
Total des actifs	7 915	7 595	7 581
Solde réglementaire	1 290	1 162	1 150
Total des actifs et des soldes réglementaires	9 205 \$	8 757 \$	8 731 \$

	Au 31 déc. 2025	Au 31 déc. 2024	Au 31 mars 2025
Passifs et capitaux propres			
Passifs courants			
Dette à court terme	1 033 \$	1 133 \$	954 \$
Créditeurs et intérêts courus	422	381	425
Intérêts courus sur la dette à court et à long terme	61	58	30
Tranche actuelle de la dette à long terme	-	200	200
Tranche actuelle de la dette de location	7	7	7
Passifs dérivés	40	13	20
Total des passifs courants	1 563	1 792	1 636
Passifs non courants			
Dette à long terme	5 688	5 043	5 196
Dettes de location	33	39	38
Passif au titre du démantèlement et de la gestion du combustible nucléaire irradié	1 179	1 081	1 150
Avantages postérieurs à l'emploi	100	98	101
Passif financier	35	35	35
Passifs dérivés	17	7	20
Autres passifs non courants	83	69	71
Total des passifs non courants	7 135	6 372	6 611
Total des passifs	8 698	8 164	8 247
Cumul des autres éléments du résultat global (perte)	(85)	(7)	(48)
Résultats non distribués	592	600	532
Total des capitaux propres	507	593	484
Total des passifs et des capitaux propres	9 205 \$	8 757 \$	8 731 \$

État cumulé des résultats

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 31 déc.

	2025	2024	Écart
Produits			
Ventes d'électricité			
À l'intérieur de la province	1 363 \$	1 248 \$	115 \$
À l'extérieur de la province	662	375	287
Autres produits	109	90	19
Total des produits	2 134	1 713	421
Charges			
Combustible et achats d'énergie	1 199	908	291
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	479	478	1
Amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles	322	303	19
Impôts fonciers et taxes sur les services publics	36	36	-
Total des charges d'exploitation	2 036	1 725	311
Bénéfice d'exploitation (perte)	98	(12)	110
Frais de financement et revenus de placement			
Charges financières	(190)	(204)	14
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	(42)	(38)	(4)
Pertes non réalisées sur placements	39	75	(36)
Fonds d'amortissement et autres revenus de placement	14	14	-
Total des frais de financement et revenus de placement	(179)	(153)	(26)
Bénéfice net (perte nette) avant les variations des soldes réglementaires	(81)	(165)	84
Variation nette des soldes réglementaires	141	256	(115)
Bénéfice net (perte)	60 \$	91 \$	(31) \$

Statistiques d'exploitation

(non vérifié)

Pour la période se terminant le 31 déc.

	2025	2024	Écart
Faits marquants de l'exploitation			
Ventes à l'intérieur de la province (GWh)	9 187	9 299	(112)
Degrés-jours de chauffage	2 397	2 139	258
Ventes à l'exportation (GWh)	4 967	3 262	1 705
Débits hydroélectriques inférieurs à la moyenne à long terme (%)	(22,0%)	(22,0%)	0,0%
Facteur de capacité de la CNPL (%)	42,9%	6,5%	36,4%
Rendement des fonds de placement au titre du secteur nucléaire (%)	5,0%	10,5%	(5,6%)
Rendement des fonds de placement au titre du secteur nucléaire (\$)	39	75	(36)

État consolidé des flux de trésorerie

en millions de dollars (non vérifié)

Pour la période se terminant le 31 déc.

	2025	2024
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	60 \$	91 \$
Amortissement des immobilisation corporelles et incorporelles, net des gains et pertes réalisés à la cession	322	303
Coûts de financement	190	204
Variation nette des soldes réglementaires	(141)	(256)
Revenus de placements non réalisés	(53)	(88)
Désactualisation des passifs relatifs au démantèlement	42	38
Autres montants imputés aux résultats ne nécessitant aucun paiement en espèces	20	(39)
Variation nette des soldes de fonds de roulement hors trésorerie	(84)	(55)
	356	198
Intérêts payés	(159)	(184)
Apport des clients	14	6
Paievements au titre des avantages postérieurs à l'emploi	(5)	(6)
Paievements anticipés à long terme	(3)	(2)
Trésorerie des activités d'exploitation	203 \$	12 \$
Activités d'investissement		
Trésorerie investie dans les immobilisations corporelles, montant net des produits de cession	(516) \$	(461) \$
Dépenses de trésorerie liées au déclassement	(16)	(27)
Retraits des fonds investis dans le nucléaire	-	-
Trésorerie pour les activités d'investissement	(532) \$	(488) \$
Activités de financement		
Produit des émissions de titres de créance à long terme	489 \$	- \$
Remboursements d'emprunts	(200)	(50)
Augmentation de la dette à court terme	79	562
Versements dans le fonds d'amortissement	(43)	(41)
Retraits du fonds d'amortissement	6	5
Remboursement du capital sur l'obligation locative	(8)	(8)
Trésorerie provenant des activités de financement	323 \$	488 \$
Trésorerie nette (sortie)	(6) \$	(8) \$
Trésorerie, début de période	9	10
Trésorerie, fin de période	3 \$	2 \$