

BILAN DU TROISIÈME TRIMESTRE

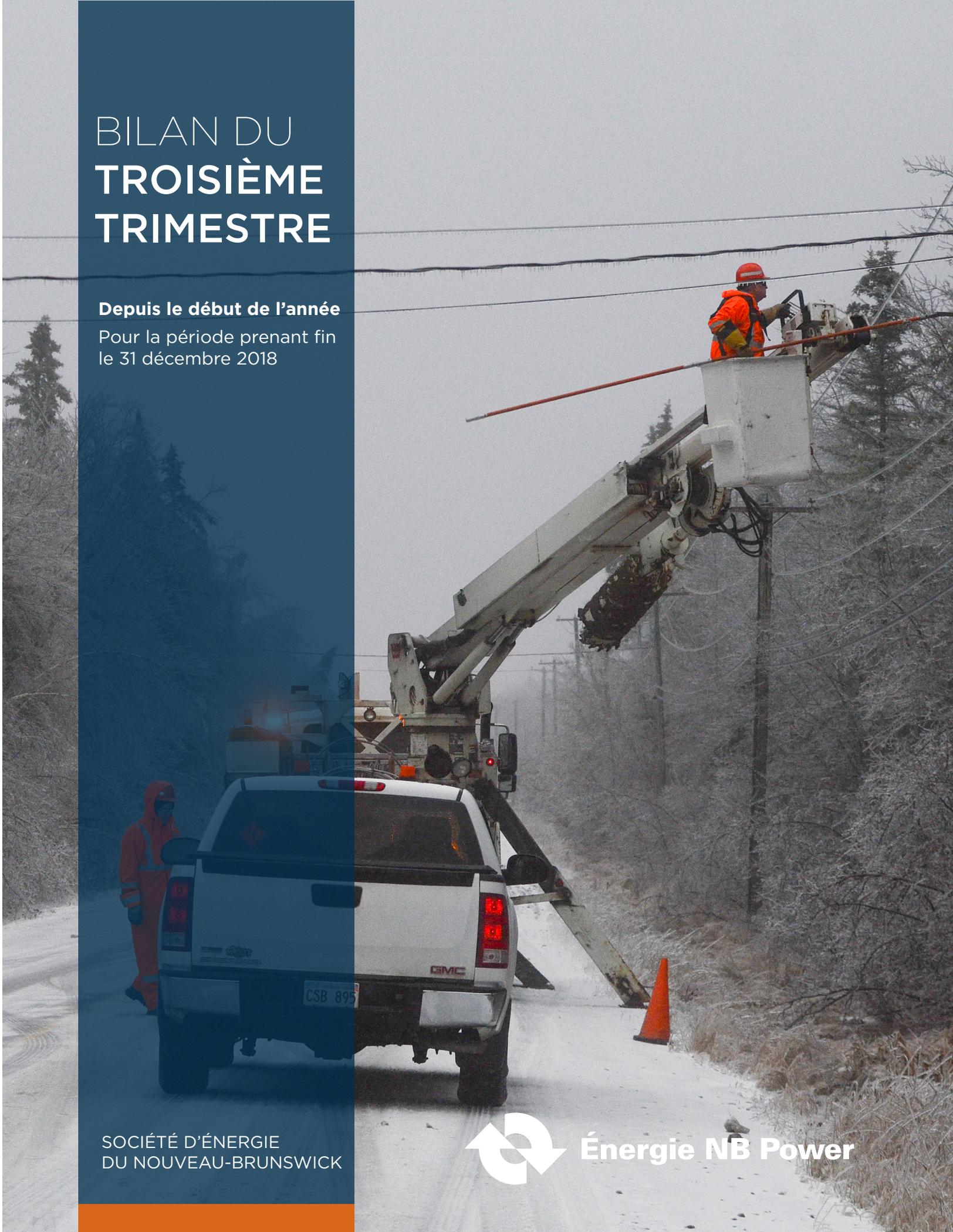
Depuis le début de l'année

Pour la période prenant fin
le 31 décembre 2018

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE
DU NOUVEAU-BRUNSWICK



Énergie NB Power



FAITS SAILLANTS D'EXPLOITATION

Le projet de câbles sous-marins aux îles de Fundy se déroule comme prévu

Au mois de novembre dernier, le ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux du Nouveau-Brunswick a approuvé le projet d'installation de nouveaux câbles sous-marins entre les îles Deer, Campobello et Grand Manan, qui permettra à Énergie NB de fournir de l'énergie sûre et fiable aux îles de Fundy.

Les câbles sous-marins existants ont été installés en 1978, avec une durée de vie prévue de 40 ans, et approchent donc la fin de leur durée de vie utile. Les nouveaux câbles seront placés à côté des câbles existants conformément aux commentaires obtenus au cours de la période de consultation publique avec divers intervenants et les Premières Nations.

Énergie NB lancera un programme d'information pour veiller à ce que tous les intervenants soient au courant des détails et du calendrier de construction avant le début des travaux pour chaque phase du projet. À cet égard, elle continuera à impliquer les Premières Nations dans le cadre du processus de communication établi. Énergie NB communiquera également avec les représentants locaux de l'Association des pêcheurs et les communautés autochtones afin de déterminer les meilleures méthodes pour diminuer les pannes imprévues en raison du contact entre l'équipement de pêche et les câbles.

Mise à jour sur la centrale nucléaire de Point Lepreau

Au cours de ce trimestre, la centrale nucléaire de Point Lepreau (CNPL) a réalisé une production nette de près de 1,5 million de mégawattheures d'électricité non émettrice. Cela représente environ 47 pour cent de la production totale nette des centrales d'Énergie NB pour cette période, avec un facteur de capacité nette de 99 pour cent. Le facteur de capacité désigne la production en mégawattheures d'une centrale par rapport à son potentiel maximal de production.

La CNPL fonctionne actuellement à haute puissance, et ce depuis sa remise en service suite à l'arrêt d'entretien prévu du 31 mai 2018. Lors du quatrième trimestre, l'accent sera mis sur les derniers préparatifs en vue de l'arrêt d'entretien prévu le 5 avril 2019.

La CNPL a terminé l'année 2018 sans arrêt forcé et avec un taux d'indisponibilité fortuite de 0,41 %, ce qui correspond au premier quartile mondial pour les centrales CANDU.

Une tempête majeure survient au Nouveau-Brunswick au mois de novembre

Au début du mois de novembre dernier, une forte tempête de vent et de pluie a touché une grande partie du Nouveau-Brunswick. À son plus fort, la tempête a causé une panne d'électricité pour plus de 105 000 clients. Dans de nombreuses régions de la province, il est tombé jusqu'à 97 millimètres de pluie, ce qui a rendu le sol extrêmement détrempé, nuisant à l'intégrité des racines des arbres. En plus des fortes pluies, la province a également subi des rafales de vent atteignant une vitesse de 119 kilomètres par heure.

Des centaines d'arbres et de branches sont cassés et tombés sur des lignes de transport et de distribution. La période de rétablissement du courant a duré plusieurs jours. Les centres de commande locaux ont été établis à Fredericton, à Sussex, et à St Stephen. Toutes nos ressources disponibles, soit environ 300 équipes d'Énergie NB, d'entrepreneurs et de partenaires d'aide mutuelle avoisinants, se sont mobilisées partout dans la province pour rétablir le courant le plus rapidement et le plus sûrement possible. Malgré les conditions difficiles, le courant a été rétabli à 94 pour cent des Néo-Brunswickois en moins de 72 heures.

Les clients d'Énergie NB ont des options pour gérer leurs factures d'électricité en hiver

Au cours du trimestre, Énergie NB a rappelé aux clients qui ont de la difficulté à payer leurs factures d'électricité en hiver que plusieurs options leur sont disponibles pour les aider.

Énergie NB a encouragé ses clients qui ont des difficultés financières pendant la période d'hiver à demeurer en contact avec le service public afin d'éviter toute interruption du service. Les clients qui ont de la difficulté à payer leurs factures étaient priés de communiquer avec le centre de service à la clientèle d'Énergie NB, où les représentants peuvent les aider à établir un arrangement de paiement selon leurs besoins. Énergie NB peut également diriger les clients vers d'autres agences qui peuvent les aider.

De plus, le service public offre un bon nombre de programmes aux clients qui souhaitent gérer leurs factures et réduire leur consommation d'énergie, notamment le Programme éconergétique pour les maisons, le Programme pour les propriétaires à faible revenu, le Programme d'amélioration énergétique des immeubles commerciaux et le Programme d'éclairage pour les petites entreprises.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS¹

Activités de production d'électricité

Énergie NB a encouru un bénéfice net de 170 millions de dollars lié à ses activités d'exploitation pour la période de neuf mois, ce qui est de 15 millions de dollars ou huit pour cent de moins que la même période de l'année précédente.

Les revenus liés aux ventes d'électricité à l'intérieur de la province ont totalisé 991 millions de dollars pour la période de neuf mois, ce qui représente une augmentation de 29 millions de dollars ou trois pour cent par rapport à la même période de l'année précédente. Cette augmentation est principalement attribuable aux conditions plus froides que prévu, qui ont entraîné une augmentation de la demande de chauffage. Les revenus à l'extérieur de la province étaient de 171 millions de dollars, ce qui représente une diminution de 24 millions de dollars ou de 12 pour cent par rapport à l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à une baisse des ventes aux États-Unis, tant sous contrat que sous marché à court terme.

Les coûts liés aux achats de combustible et aux achats d'énergie étaient de 452 millions de dollars, ce qui représente une diminution de sept millions de dollars ou de deux pour cent pour la période de neuf mois. Cette diminution est principalement attribuable aux coûts d'approvisionnement moins élevés en dehors de la province, en raison de la baisse des ventes aux États-Unis. Cela a été partiellement compensé par une augmentation des coûts d'approvisionnement de la charge à l'intérieur de la province, causée par arrêt d'entretien prévu plus complexe à la centrale nucléaire de Point Lepreau et à la baisse de la production hydroélectrique, ce qui a entraîné des coûts supplémentaires liés à de l'énergie de remplacement plus coûteuse.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) étaient de 373 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 20 millions de dollars ou de six pour cent pour la période de neuf mois. Cette augmentation est principalement attribuable aux activités d'entretien supplémentaires aux installations de production, transport et de distribution, et d'intervention d'urgence à l'inondation printanière et aux tempêtes d'automne et d'hiver. Ces coûts sont en partie compensés par les revenus divers.

Les coûts liés à la dépréciation et à l'amortissement étaient de 203 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 16 millions de dollars ou de neuf pour cent pour la période de neuf mois. Les arrêts d'entretien prévus de la production ont donné lieu à une augmentation des dépenses liées aux immobilisations, augmentant ainsi les frais de dépréciation.

Autres dépenses et revenus

Les autres dépenses et revenus d'Énergie NB étaient de 106 millions de dollars, ce qui représente une augmentation de 15 millions de dollars ou de dix pour cent pour la période de neuf mois. Cette augmentation est principalement attribuable aux gains non réalisés sur les placements par rapport à l'exercice précédent, causés par les conditions défavorables du marché financier. L'augmentation des frais financiers liés aux fluctuations des taux des devises étrangères et à l'augmentation des taux d'endettement à court terme a été entièrement compensée par les répercussions du taux de change sur le revenu du fonds d'amortissement.

Aperçu financier

La perte nette pour l'exercice terminé le 31 décembre 2018 était de neuf (9) millions de dollars, ce qui représente une diminution de 28 millions de dollars en bénéfices nets par rapport à la même période de l'exercice précédent.

Gestion de la dette

Le tableau ci-dessous résume le pourcentage de la dette nette² de la structure financière d'Énergie NB. La dette nette pour la période a augmenté de 115 millions de dollars, tel qu'il est illustré dans le tableau. Cette augmentation est principalement attribuable aux besoins d'Énergie NB en investissements en immobilisation au cours des neuf premiers mois de l'exercice qui dépassent le flux de trésorerie lié aux activités d'exploitation d'Énergie NB.

(en millions de dollars)	31 déc 2018	31 mars 2018	Variation
Dette totale	5 449 \$	5 278 \$	171 \$
Trésorerie	8	6	2
Fonds d'amortissement	559	505	54
Dette nette totale	4 882 \$	4 767 \$	115 \$

¹L'information financière présentée dans ce rapport est une version abrégée et condensée des états financiers, qui ont fait l'objet d'une vérification, et contient des estimations financières sujettes à changement. Certains chiffres correspondants des exercices antérieurs ont été retraités pour tenir compte des ajustements apportés aux résultats de la période ultérieure à l'émission du rapport trimestriel de l'exercice précédent.

²La dette nette comprend la dette à court terme, le montant de la tranche à long terme de la dette et la dette à long terme, moins les fonds d'amortissement et la trésorerie.

ÉTAT CUMULÉ DES RÉSULTATS

en millions de dollars (Non vérifié)

neuf mois terminés le 31 décembre

	2018	2017	Variance
Produits			
À l'intérieur de la province	991 \$	962 \$	29 \$
À l'extérieur de la province	171	195	(24)
Autres produits	69	60	9
Total des produits	1 231	1 217	14
Charges			
Combustible et achats d'énergie	(452)	(459)	7
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(373)	(353)	(20)
Dépréciation et amortissement	(203)	(187)	(16)
Impôts	(33)	(33)	-
Total des charges d'exploitation	(1 061)	(1 032)	(29)
Bénéfice d'exploitation	170	185	(15)
Autres dépenses et revenus			
Charges financières	(224)	(186)	(38)
Fonds d'amortissement et autres revenus de placement	39	1	38
Gains non réalisés sur placements	14	29	(15)
Total des autres dépenses et revenus	(171)	(156)	(15)
Bénéfices nets (perte nette) avant les rajustements du solde de report réglementaire	(1)	29	(30)
Variation nette des soldes réglementaires	(8)	(10)	2
Bénéfice net (perte)	(9) \$	19 \$	(28) \$

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

neuf mois terminés le 31 décembre

	2018	2017	Variance
Ventes à l'intérieur de la province	9 247	9 045	202
Ventes à l'exportation	2 090	2 747	(657)
La production hydroélectrique est supérieure (inférieure) à la moyenne à long terme (%) ³	(25)	(16)	(9)
Facteur de capacité annuelle nette de la centrale nucléaire de Point Lepreau (%) ⁴	79	86	(7)

³ Bien que la province ait connu des inondations printanières sans précédent, le ruissellement printanier a commencé plus tard que d'habitude, avec des débits élevés sur une période plus courte, ce qui a entraîné une baisse de la production hydroélectrique.

⁴ Un arrêt d'entretien plus complexe que prévu à la centrale nucléaire de Point Lepreau pour le premier trimestre de l'exercice 2018-2019 a eu une incidence sur le facteur de capacité net de la centrale.

ÉTAT CONSOLIDÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE

en millions de dollars (Non vérifié)

	Au 31 déc 2018	Au 31 déc 2017	Au 31 mars 2018
Actifs			
Actifs courants			
Trésorerie	8 \$	4 \$	6 \$
Débiteurs	248	252	248
Matières, fournitures et combustible	193	148	166
Charges payées d'avance	26	24	14
Actifs dérivés	19	17	-
Total des actifs courants	494	445	434
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	4 391	4 337	4 337
Montant à recevoir au titre du fonds d'amortissement	559	534	505
Actifs à long terme et autres	833	758	770
Total des actifs non courants	5 783	5 629	5 612
Total des actifs	6 277	6 074	6 046
Soldes réglementaire	886	999	894
Total des actifs et des soldes réglementaires	7 163 \$	7 073 \$	6 940 \$

	Au 31 déc 2018	Au 31 déc 2017	Au 31 mars 2018
Passifs et capitaux propres			
Passifs courants			
Dettes à court terme	715 \$	732 \$	871 \$
Créditeurs et intérêts courus	296	316	314
Tranche à court terme de la dette à long terme	630	650	410
Passifs dérivés	31	12	13
Total des passifs courants	1 672	1 710	1 608
Passifs non courants			
Dettes à long terme	4 104	4 054	3 997
Autres passifs non courants	1 009	953	997
Total des passifs non courants	5 113	5 007	4 994
Total des passifs	6 785	6 717	6 602
Total des capitaux propres	378	356	338
Total des passifs et des capitaux propres	7 163 \$	7 073 \$	6 940 \$

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

en millions de dollars (Non vérifié)

neuf mois terminés le 31 décembre

	2018	2017
Activités d'exploitation		
Encaissements provenant des clients	1 229 \$	1 233 \$
Trésorerie versée aux fournisseurs et aux employés	(906)	(811)
Intérêts versés	(188)	(186)
Trésorerie des activités d'exploitation	135 \$	236 \$
Activités d'investissement		
Trésorerie investie dans les immobilisations corporelles	(261) \$	(237) \$
Retraits du fonds de gestion de combustible et de déclassement	4	-
Dépenses de trésorerie liées au déclassement	(9)	(12)
Trésorerie pour les activités d'investissement	(266) \$	(249) \$
Activités de financement		
Trésorerie de la dette à long terme	538 \$	295 \$
Remboursements d'emprunts	(230)	-
Remboursement de la dette à court terme	(156)	(245)
Achats et retraits (net) du fonds d'amortissement	(19)	(34)
Trésorerie des activités de financement	133 \$	16 \$
Entrée nette de trésorerie (sortie)	2 \$	3 \$
Trésorerie, début de période	6	1
Trésorerie, fin de période	8 \$	4 \$