

Énergie NB Rapport trimestriel

Depuis le début de l'année



Énergie NB Power

Pour la période prenant fin le 31 décembre 2012

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU PRÉSIDENT – DIRECTEUR GÉNÉRAL

Dans la lettre du mandat de l'actionnaire du 26 janvier 2011, la province du Nouveau-Brunswick a demandé à Énergie NB de mettre à jour des états financiers à la disposition du public sur une base trimestrielle. Ce rapport trimestriel contient des faits saillants financiers non vérifiés et examine les principaux facteurs qui ont un impact sur les résultats financiers et d'exploitation du Groupe d'Énergie NB.

L'information fournie comprend les écarts financiers d'un exercice à l'autre pour le début de l'année (avril à décembre). Les renseignements financiers contenus dans le rapport n'ont pas été vérifiés et ils contiennent des estimations financières qui peuvent cependant être modifiés sans préavis. Les états financiers vérifiés pour l'exercice terminé le 31 mars 2012 sont disponibles sur le site d'Énergie NB (www.energienb.com).

À l'automne 2011, en réponse à la lettre du mandat de l'actionnaire, le Conseil d'administration et la direction d'Énergie NB ont élaboré un plan stratégique de 30 ans. Ce plan, qui est le fondement de tous les plans d'affaires, les décisions d'investissement et les initiatives d'affaires d'Énergie NB, énonce les trois stratégies suivantes:

1. Énergie NB a pour objectif de devenir un exécutant quartile supérieur par rapport aux services publics et privés en Amérique du Nord.
2. La réduction systématique de la dette pour s'assurer qu'Énergie NB soit dans une position financière pour investir dans la nouvelle production qui va assurer la stabilité des tarifs pour le Nouveau-Brunswick.
3. Investir dans la technologie, éduquer les clients et inciter la consommation qui va réduire et déplacer la demande (REDD) d'électricité et finalement différer les investissements des générations futures.

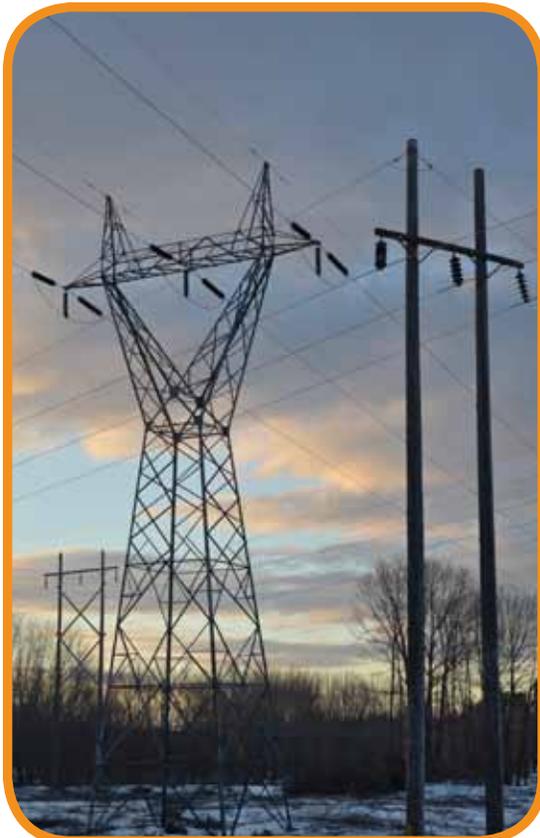
Les résultats opérationnels et financiers contenus dans ce rapport soulignent les initiatives qui serviront à assurer la mise en œuvre des stratégies énoncées dans le plan stratégique et les indicateurs de rendement clé à la fin du rapport reflètent les progrès à ce jour.



Ed Barrett
Président du conseil d'administration d'Énergie NB



Gaëtan Thomas
Président – Directeur Général



Ce rapport trimestriel public présente les résultats financiers et d'exploitation pour le groupe d'entreprises d'Énergie NB qui comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille d'Énergie NB et ses entreprises d'exploitation filiales (collectivement le groupe d'Énergie NB ou le groupe). Les filiales comprennent:

- *Production Énergie Nouveau-Brunswick*
 - *y compris Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick et Mine Reclamation Inc. (anciennement NB Coal Limited);*
- *Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick;*
- *Transport Énergie Nouveau-Brunswick; et*
- *Distribution et Service à la clientèle Nouveau-Brunswick.*

FAITS SAILLANTS D'EXPLOITATION

Mise à jour sur la centrale de Point Lepreau

Le 23 novembre 2012, la centrale de Point Lepreau a repris son exploitation commerciale, marquant ce qui est prévu d'être le début de 25 à 30 années d'approvisionnement en énergie sûre, fiable et non polluante pour les Néo-Brunswickois et nos clients à l'exportation.

Depuis la date du 28 novembre 2012, Énergie NB et l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) ont soutenu les mises à niveau sur le réseau de New England Power et le programme de fiabilité de Maine Power en ajustant la production d'électricité. Au cours de cette période de deux semaines, la quantité d'électricité que l'ERNB pouvait distribuer sur le réseau électrique en provenance de la centrale de Point Lepreau était limitée. Il y a deux lignes à haute tension qui relient le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre. Le flux bidirectionnel de l'électricité à travers les lignes soutient la stabilité à la fois des réseaux électriques de la Nouvelle-Angleterre et du Nouveau-Brunswick tout en assurant une fiabilité pour les clients des deux côtés de la frontière.



Énergie NB répond aux tempêtes d'hiver

À la fin du mois de décembre, les équipages d'Énergie NB ont rétabli le courant à des milliers de clients après une série de tempêtes hivernales. Les régions les plus touchées étaient Moncton, Sussex, Woodstock et Fredericton. Les équipages d'Énergie NB ont été expédiés à partir d'autres régions de la province. Saint John Energy, Énergie Edmundston, des équipages d'entrepreneurs de lignes et d'élagage ont également soutenu le rétablissement.

Les employés d'Énergie NB ont également eu quelques jours très occupés du 31 janvier au 4 février alors qu'une des tempêtes hivernales les plus sévères depuis des années a frappé la province entraînant un nombre important de pannes de courant. La région du Sud du Nouveau-Brunswick a été plus durement touchée, avec 50 pour cent des pannes qui sont survenues à Rothesay, Quispamsis et à Sussex. Au plus fort de la tempête, quelques 39 000 clients étaient privés d'électricité. Compte tenu de la gravité de la tempête, Énergie NB a demandé de l'aide de plus de 65 équipages de lignes et d'élagage d'entrepreneurs privés et d'autres services publics, y compris Emera, Maritime Electric, Saint John Energy et Hydro-Québec. Dans la soirée du 3 février, le courant avait été rétabli à la plupart des clients.

Énergie NB se présente devant la CESP sur le compte de report de la centrale de Point Lepreau

Au début de 2013, pendant une période de cinq jours, Énergie NB a déposé sa cause devant la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) du Nouveau-Brunswick au sujet des questions relatives au solde du compte de report et à l'évaluation de la durée de vie utile de la centrale de Point Lepreau. Au cours des audiences, Énergie NB a présenté un dossier fondé sur les éléments de preuve présentés et expliqués par divers témoins experts internes et externes. Cela comprenait une preuve fondamentale pour l'évaluation d'Énergie NB de la durée de vie utile prévue de 27 ans pour la centrale remise à neuf. Cela comprenait également des éléments de preuve internes et de témoins experts confirmant qu'Énergie NB a pris de nombreuses mesures pour assurer que les coûts engagés étaient précis et répartis de façon appropriée et que les coûts accumulés inclus dans le compte de report de la centrale de Point Lepreau étaient nécessaires et consignés en conformité avec la réglementation.



La CESP va établir le calendrier des audiences à une date ultérieure afin d'aborder le financement approprié et la méthode d'amortissement qui doit être effectuée pour déterminer le montant à recouvrer, et l'effet de ce recouvrement sur les tarifs d'Énergie NB. Énergie NB est confiante que l'augmentation des tarifs d'un modeste deux pour cent dans les prévisions financières de dix ans sera suffisante pour recouvrer le solde du compte de report.

PowerShift Atlantique et Énergie NB reçoivent le prix national de l'énergie éolienne

Le 16 octobre 2012, PowerShift Atlantique et Énergie NB ont reçu le prix R.J. Templin de l'Association canadienne de l'énergie éolienne pour l'avancement considérable de l'industrie de l'énergie éolienne au Canada. Énergie NB a accepté le prix au nom de tous les partenaires de l'équipe PowerShift Atlantique. Le prix R.J. Templin reconnaît toute personne ou organisation qui a entrepris des travaux scientifiques, techniques, d'ingénierie ou de politique qui ont considérablement avancé l'industrie de l'énergie éolienne au Canada. C'est le deuxième prix national pour le projet de PowerShift Atlantique après avoir reçu auparavant le prix de l'électricité durable de 2012 de l'Association canadienne de l'électricité.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

L'information fournie dans ce rapport inclue les écarts financiers d'un exercice à l'autre pour la période depuis le début de l'année. Les renseignements financiers contenus dans le rapport comprennent des états financiers condensés et abrégés, qui n'ont pas été vérifiés et contient des estimations financières qui sont sujettes à changement¹. Cette information financière devrait être lue conjointement avec les états financiers vérifiés pour l'exercice terminé le 31 mars 2012.

Depuis le début de l'année

Le Groupe d'Énergie NB a enregistré un bénéfice net pour la période de 56 millions de dollars, comparativement à 121 millions de dollars pour la même période en 2011-2012. La diminution de 65 millions de dollars en revenus, était en grande partie suite à:

Produits

Les produits à l'intérieur de la province ont été de 8 millions de dollars de plus qu'à la même période en 2011-2012 en raison principalement des températures plus froides et l'augmentation des ventes industrielles partiellement compensé par la diminution des ventes résidentielle.

Les produits à l'extérieure de la province ont été de 9 millions de dollars de plus qu'à la même période en 2011-2012 principalement en raison de l'augmentation du prix à l'exportation et par l'augmentation des volumes.

Charges

Les coûts de combustible ainsi que les charges d'achat d'énergie et de transport ont augmenté de 84 millions de dollars par rapport à la même période en 2011-2012 en raison principalement une diminution de la production hydroélectrique en 2012-2013 et à l'augmentation des volumes requis. Les charges furent également touchées par le prolongement de l'arrêt prévu de la centrale de Belledune et par l'achat d'énergie renouvelable supplémentaire en 2012-2013.

Les charges d'Exploitation, d'Entretien et d'Administration (EEA) ont augmenté de 36 millions de dollars comparativement à la même période en 2011-2012 principalement attribuable à l'augmentation des services embauchés et à la main-d'œuvre liés aux activités de remise en service de la centrale de Point Lepreau, l'augmentation de la charge de retraite en 2012-2013 en raison des conditions du marché financier, et des arrêts prévus aux centrales de Belledune et de Coleson Cove.

La charge d'amortissement et de déclassement a diminué de 22 millions de dollars comparativement à la même période en 2011-2012 principalement en raison des ajustements de coûts de déclassement de la centrale de Grand Lac en 2011-2012 et de l'amortissement de la centrale de Dalhousie en 2011-2012 partiellement compensé par une augmentation de l'amortissement en raison de la remise en service de la centrale de Point Lepreau.

Les frais de financement ont diminué de 9 millions de dollars principalement en raison des niveaux d'endettement plus faibles (autre que la dette associée à des projets d'investissements en cours) et la baisse des taux d'intérêt à long terme.

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le bénéfice ont diminué de 20 millions de dollars comparativement à la même période en 2011-2012 en raison de la baisse du bénéfice en 2012-2013.

Évolution de l'endettement ²

La dette en date du 31 décembre 2012 était de 4 707 millions de dollars comparativement à 4 532 millions de dollars en date du 31 mars 2012, soit une augmentation de 175 millions de dollars principalement en raison des dépenses d'investissement pour la centrale de Point Lepreau et le financement du report réglementaire de la centrale de Point Lepreau, et les dépenses d'investissement régulières partiellement compensé par des flux de trésorerie positifs d'exploitation.

¹ Certaines données comparatives ont été retraitées pour tenir compte des ajustements apportés aux résultats de la période après que le rapport trimestriel de l'année précédente fut publié.

² La dette comprend la dette à court terme, la tranche de la dette à long terme et dette à long terme.

**État Cumulé des résultats
en millions de dollars
(Non vérifié)**

	neuf mois terminés le 31 décembre		
	2012	2011	Écart
Produits			
à l'intérieure de la province	873\$	865\$	8\$
à l'extérieure de la province	167	158	9
Produits liés au transport	65	65	0
Produits divers	53	53	0
	1 158\$	1 141\$	17\$
Charges			
Combustible et achats d'énergie	549\$	465\$	84\$
Frais de transport	63	64	(1)
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	336	300	36
Amortissement et mise hors service / déclassement	140	162	(22)
Impôts	30	29	1
Reports réglementaires	(100)	(113)	13
Frais de financement	65	74	(9)
	1 083\$	981\$	102\$
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	75	160	(85)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	19	39	(20)
Bénéfice net	56\$	121\$	(65\$)



**État cumulé des résultats
en millions de dollars
(Non vérifié)**

	Au 31 décembre 2012	Au 31 décembre 2011	Au 31 mars 2012
<i>Actif</i>			
Actifs à court terme			
Trésorerie et placements à court terme	5\$	4\$	4\$
Comptes débiteurs	237	230	263
Matières, fournitures et combustible	197	268	221
Charges payées d'avance	20	21	15
Tranche à court de créances à long terme	1	-	-
Tranche à court terme des reports réglementaires	20	-	-
Tranche à court terme des actifs dérivés	0	-	-
	480\$	523\$	503\$
Immobilisations corporelles	4 072\$	3 875\$	3 909\$
Actif à long terme et autres	1 733\$	1 527\$	1 594\$
Actif total	6 285\$	5 925\$	6 006\$
<i>Passif et Capitaux propres</i>			
Passif à court terme			
Dette à court terme	769\$	671\$	583\$
Créditeurs et Intérêts courus	267	227	264
Tranche à court terme de la dette à long terme	494	177	481
Tranche à court terme des passifs dérivés	27	44	77
	1 557\$	1 119\$	1 405\$
Dette à long terme	3 444	3 684	3 469
Passif reporté	724	681	678
Capitaux propres	560	441	454
	6 285\$	5 925\$	6 006\$

**État cumulé des flux de trésorerie
en millions de dollars
(Non vérifié)**

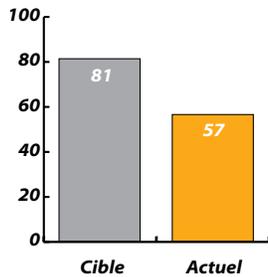
	neuf mois terminés le 31 décembre	
	2012	2011
<i>Activités d'exploitation</i>		
Bénéfice net de l'exercice	56\$	121\$
Montants n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice	154	164
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(17)	(17)
Dépenses passifs liées au déclassement	(11)	(11)
Charges reportées	1	-
Reports réglementaires excluant les ajustements à la valeur de marché	(135)	(143)
Variation nette hors trésorerie du fonds de roulement	48	(2)
	96\$	112\$
<i>Activités d'investissement</i>		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du contribution des clients	(257)	(203)
Produit de la cession d'immobilisations	-	15
	(257\$)	(188\$)
<i>Activités de financement</i>		
Remboursement de la dette	(165)	(535)
Produit des obligations de la dette à long terme	150	429
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	185	188
Dividendes payés	(8)	(12)
	162\$	70\$
Rentrées (sorties) nettes	1	(6)
Trésorerie au début	4	10
Trésorerie à la fin	5\$	4\$

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

L'une des trois stratégies clés du plan stratégique d'Énergie NB est qu'Énergie NB se situe dans le quartile supérieur par rapport aux entreprises d'électricité publiques et privées en Amérique du Nord. Grâce à la mesure du rendement par rapport au quartile supérieur des entreprises d'électricité publiques et privées en Amérique du Nord, Énergie NB va fournir la production et la prestation la plus économique à ses clients.

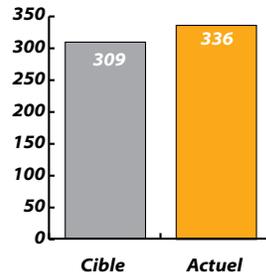
Devenir un exécutant de quartile supérieur est un objectif de moyen à long terme. Le conseil et la direction d'Énergie NB ont établi des mesures pour cet exercice afin de diriger l'entreprise vers ces cibles à moyen et à long terme. Le délai pour devenir un exécutant de quartile supérieur varie selon l'indicateur de rendement clé. Les objectifs indiqués dans les diagrammes ci-dessous sont des objectifs en cours d'année visant à atteindre notre objectif final d'exécutant de quartile supérieur. Ces indicateurs de rendement clés ont été choisis pour refléter nos principaux domaines d'intérêt: les résultats financiers, la sécurité et la fiabilité. Ces mesures depuis le début de l'exercice seront suivies tous les trimestres.

Bénéfice net (millions \$)



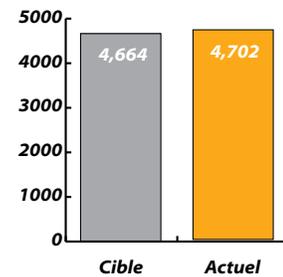
Le bénéfice net est une mesure de notre rentabilité.

EEA (millions \$)



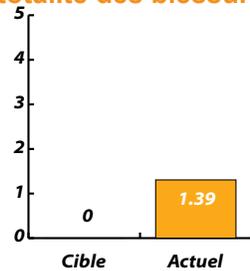
Les charges d'Exploitation, d'Entretien et d'Administration (EEA) sont en grande partie contrôlables par la direction à moyen terme et sont une mesure importante de la réussite financière.

Dettes nettes (millions \$)



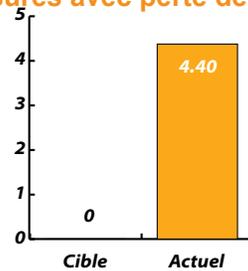
Le montant total de l'encours de la dette à court et à long terme moins les frais de la dette différée et de trésorerie.

Taux de fréquence de la totalité des blessures



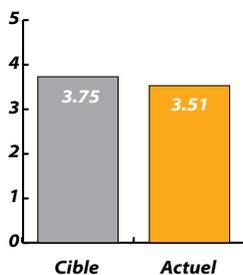
Le taux de fréquence de la totalité des blessures est un résumé de toutes les blessures par 200 000 heures travaillées.

Taux de gravité des blessures avec perte de temps



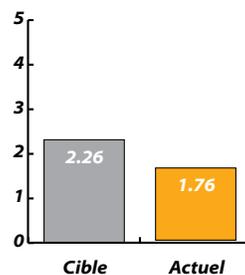
Le taux de gravité des blessures entraînant une perte de temps de travail correspond au nombre total de jours de travail perdus par 200 000 heures travaillées.

Fiabilité – SAIDI



SAIDI (l'indice de la durée moyenne des pannes sur le réseau) est un indice de norme des entreprises de services publics qui mesure la durée moyenne totale des pannes.

Fiabilité – SAIFI



SAIFI (l'indice de la fréquence des pannes sur le réseau) représente le nombre moyen d'interruptions par client du réseau de distribution par année.