



Énergie NB Power

Énergie NB Rapport trimestriel - Depuis le début de l'année

2011-2012

T2

Pour la période prenant fin le 30 septembre 2011

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 la période d'avril à septembre. Les renseignements financiers contenus dans le rapport n'ont pas été vérifiés et ils contiennent des estimations financières qui sont sujettes à changement. Les états financiers vérifiés pour l'exercice terminé le 31 mars 2011 sont disponibles sur le site d'Énergie NB (www.energienb.com).



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 inclut les comptes de la Corporation de portefeuille d'Énergie NB et de 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

Le projet de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

L'équipe de projet de remise à neuf continue de progresser sur la séquence d'installation des canaux de combustible, et à la fin du trimestre environ 48 pour cent des 380 installations avaient été terminés avec succès. L'équipe du projet travaille avec diligence pour compléter cette séquence avant la date cible de décembre 2011. Des mises à jour du projet de remise à neuf sont publiées sur une base mensuelle à energienb.com.

Les audiences relatives au renouvellement du permis de la centrale de Point Lepreau et du chargement du combustible

Énergie NB doit demander l'approbation de la CCSN avant le rechargement du combustible dans le réacteur et de procéder à la remise en service suite à l'arrêt de la remise à neuf.

En septembre, le personnel d'Énergie NB et de la CCSN ont publié séparément du matériel à l'appui du jour-1 de l'audience. Dans son rapport, le personnel de la CCSN a identifié les activités qui doivent être achevées avant la mise en service. L'audience du jour-1 pour le renouvellement du permis et de chargement du combustible a eu lieu le 6 octobre 2011 à Ottawa. La Commission a demandé qu'un certain nombre de mesures de suivi soient présentés à l'audience du jour-2. L'audience du jour-2 aura lieu le 1er et le 2 décembre 2011, à Saint Jean.

Programme de protection contre l'incendie

À la fin de juin, la CCSN a publié son rapport du personnel 2010 sur le rendement de sûreté des réacteurs des centrales nucléaires au Canada. La performance globale de la centrale de Point Lepreau a été satisfaisante sauf une exception. La centrale a été classée inférieure aux attentes dans le domaine de la gestion des urgences et de protection contre l'incendie en raison de problèmes liés au rendement de l'équipe d'intervention d'urgence. Des rapports subséquents de la CCSN liés au processus de renouvellement du permis de la centrale ont identifié d'autres domaines dans le programme de protection contre l'incendie de la centrale qui doivent être améliorés.

Un document de protocole a été signé entre la CCSN et Énergie NB afin d'aborder ces problèmes. De plus, les améliorations spécifiques du programme de protection contre l'incendie identifiées par la CCSN sont maintenant incluses dans le document du permis comme condition préalable pour le retour au service. Les travaux se poursuivent pour répondre aux améliorations nécessaires.

Centrale de Dalhousie

À la mi-juillet, Énergie NB a émis une demande d'expression d'intérêt afin de déterminer s'il y avait des parties qui pourraient avoir un intérêt dans l'exploitation d'une entreprise au sein des installations de la centrale de Dalhousie, ou qui pourraient être intéressées par l'achat des installations. Énergie NB a reçu cinq soumissions et elles sont présentement en cours d'évaluation.

L'ouragan Irène

Les vestiges de l'ouragan Irène ont frappé le Nouveau-Brunswick dans la soirée du 28 août et ont continué à endommager les installations jusqu'à tard dans la matinée du 29 août. Les vents les plus forts et les dommages les plus significatifs sont survenus dans la moitié sud de la province. Les équipages ont répondu à plus de 1 000 pannes avec un impact sur 98 288 clients. Environ 28 pour cent des clients étaient privés d'électricité à un certain moment pendant la tempête.

Revue E Source des sites web des entreprises d'électricité et de gaz en Amérique du nord : 2011

Énergie NB a été classé à égalité au troisième rang dans une étude récente parmi 100 sites Web des entreprises d'électricité et de gaz aux États-Unis et du Canada. Ceci est une amélioration significative depuis 2007, lorsque Énergie NB a été classé 67 sur les 100 entreprises qui ont été évaluées. Énergie NB s'est classé bien au-dessus des autres services publics canadiens qui ont été inclus dans l'étude.

Une équipe de clients résidentiels a consulté et utilisé les 29 principales fonctionnalités web et mobile, à la fois des tâches informatives et d'auto-service, identifiées par les études du marché de E Source comme les fonctionnalités que les clients résidentiels veulent voir sur le site de leur service public. Le classement d'Énergie NB reflète les efforts réalisés ces dernières années pour accroître l'accès à l'information et des options de service.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

Les informations fournies dans ce rapport incluent 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 des estimations financières qui sont sujettes à changement. Ceux-ci devraient être lus conjointement avec les états financiers vérifiés pour l'exercice terminé le 31 mars 2011.

Depuis le début de l'année

Bénéfice net

Le Groupe d'Énergie NB a enregistré un bénéfice net pour la période de 86 millions de dollars, comparativement à 4 millions de dollars pour la même période en 2010/11. Une production hydroélectrique supérieure a été un facteur important contribuant à l'augmentation de 82 millions de dollars en revenus, tel que noté dans l'analyse des écarts suivants:

Produits

Les produits à l'intérieur de la province ont été de 19 millions de dollars de plus qu'à la même période en 2010/11 en raison principalement des températures plus froides en 2011/12, l'augmentation de la charge résidentielle et d'une hausse des taux effectuée en juin 2010.

Les produits à l'extérieure de la province ont été de 7 millions de dollars de moins qu'à la même période en 2010/11. Ceci est due principalement au prix plus faible du marché d'exportation en 2011/12 en raison des conditions de marché partiellement compensé par l'augmentation des volumes exportés en raison des flux hydrauliques plus élevés.

Puisque tous les livraisons de combustible liées au règlement en nature de la Petroleos de Venezuela SA (PDVSA) ont maintenant été reçus par Énergie NB, il n'y a plus de créance liées à l'ajustement de la valeur du marché (perte de 22 millions de dollars dans l'exercice précédent à la valeur du marché).

Charges

Les coûts de combustible ainsi que les charges d'achat d'énergie et de transport ont diminué de 80 millions de dollars par rapport à la même période en 2010/11 en raison principalement d'une augmentation de 61 pour cent de la production hydroélectrique et la réduction globale des coûts de production en raison des achats d'énergie plus économiques.

Les charges d'Exploitation, d'Entretien et d'Administration (EEA) ont diminué de 17 millions de dollars comparativement à la même période en 2010/11. Ceci est principalement attribuable à une réduction continue des coûts qui comprend un programme de réduction de personnel, réduction des heures supplémentaires et des services embauchés partiellement compensé par l'augmentation de la charge de retraite en 2011/12 en raison des conditions du marché financier.

La charge d'amortissement a diminué de 5 millions de dollars, comparativement à la même période en 2010/11 principalement en raison de changements dans la durée de vie prévue de certaines pièces d'équipement dans certaines de nos centrales.

Reports réglementaires - Énergie NB est une entité à tarifs réglementés, qui peut appliquer la comptabilité réglementaire. Cela provoque des coûts autres qu'en capital associés au projet de remise à neuf de Point Lepreau, à la fois les coûts d'énergie de remplacement et les coûts de période et les coûts / économies liées au règlement de la poursuite contre PDVSA qui sont encourus au cours de l'année étant enlevés / reportés du bénéfice. Ces coûts reportés seront passés en charges au cours de la durée de vie restante de l'actif.

L'écart depuis le début de l'année de 33 millions de dollars est principalement lié à un ajustement comptable de la valeur du marché en 2010/11 du règlement de la PDVSA et les coûts inférieurs pour l'approvisionnement en énergie lors de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau en 2011/12.

Les frais de financement ont diminué de 6 millions de dollars par rapport à la même période en 2010/11 en raison principalement à une diminution des taux d'intérêt.

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le bénéfice ont augmenté de 29 millions de dollars comparativement à la même période en 2010/11 en raison de la hausse du bénéfice en 2011/12.

Évolution de l'endettement ¹

La dette au 30 septembre 2011 était de 4 515 millions de dollars comparativement à 4 450 millions de dollars au 31 mars 2011, soit une augmentation de 65 millions de dollars qui était composée d'une augmentation de la dette à court terme (143 millions de dollars), une augmentation des émissions de la dette à long terme (130 millions de dollars) partiellement neutralisé par le remboursement de la dette (208 millions de dollars).

La dette d'Énergie NB a augmenté de 65 millions de dollars en raison des dépenses d'investissements en partie compensé par l'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

¹La dette comprend la dette à court terme, tranche de la dette à long terme et la dette à long terme.

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

	période prenant fin le 30 septembre		
	2011	2010	Écart
Produits			
à l'intérieure de la province	534	515	19
à l'extérieure de la province	110	117	(7)
Produits liés au transport	42	41	1
Produits divers	26	25	1
(Perte) gain de créance à long terme sur l'ajustement à la valeur du marché et contrats associés	-	(22)	22
	712	676	36
Charges			
Combustible et achats d'énergie	263	343	(80)
Frais de transport	41	41	0
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	198	215	(17)
Amortissement et mise hors service / déclassement	96	101	(5)
Impôts	20	20	0
Reports réglementaires	(74)	(107)	33
Frais de financement	51	57	(6)
	595	670	(75)
(Perte) bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	117	6	111
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	31	2	29
Bénéfice net (perte)	86 \$	4 \$	82 \$

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

	Au 30 sep 2011	Au 30 sep 2010	Au 31 mars 2011
<i>Actif</i>			
Actifs à court terme			
Trésorerie et placements à court terme	2	5	10
Comptes débiteurs	176	178	266
Matières, fournitures et combustible	276	238	252
Charges payées d'avance	40	33	9
Tranche à court terme des actifs dérivés	5	6	5
	499	460	542
Immobilisations corporelles	3 826	3 743	3 773
Actif à long terme et autres	1 467	1 219	1 317
Actif total	5 792 \$	5 422 \$	5 632 \$
<i>Passif et Capitaux propres</i>			
Passif à court terme			
Dette à court terme	626	488	483
Créditeurs et Intérêts courus	188	218	237
Tranche à court terme de la dette à long terme	363	226	550
Tranche à court terme des passifs dérivés	3	87	27
	1 180	1 019	1 297
Dette à long terme	3 526	3 591	3 417
Passif reporté	643	598	612
Capitaux propres	443	214	306
	5 792 \$	5 422 \$	5 632 \$

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

	période prenant fin le 30 septembre	
	2011	2010
<i>Activités d'exploitation</i>		
Bénéfice (perte) net de l'exercice	86	4
Montants n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice	108	110
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement / mise hors service des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(11)	(10)
Dépenses passifs liées au déclassement Charges reportés de combustible	(7)	(3)
Reports réglementaires excluant les ajustements à la valeur de marché	(93)	(98)
Variation nette hors trésorerie du fonds de roulement	(14)	22
	69 \$	25 \$
<i>Activités d'investissement</i>		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du produit de la cession d'immobilisations et de la contribution de clients	(134)	(127)
Recouvrement de dépenses en immobilisations	-	55
	(134 \$)	(72 \$)
<i>Activités de financement</i>		
Remboursement de la dette	(208)	(80)
Produit des obligations de la dette à long terme	130	318
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	143	(185)
Dividendes payés	(8)	(5)
	57 \$	48 \$
Rentrées (sorties) nettes	(8)	1
Trésorerie au début	10	4
Trésorerie à la fin	2 \$	5 \$