



Énergie NB Power



2010/11 Rapport annuel

Carte de la capacité de production



Capacité de production Thermique	
Belledune	457 MW
Coleson Cove	972 MW
Dalhousie	299 MW
Total - Thermique	1,728 MW
Capacité de production Turbines à combustion	
Grand Manan	29 MW
Millbank	397 MW
Ste.-Rose	99 MW
Total - Turbines à combustion	525 MW
Capacité de production Hydroélectrique	
Beechwood	112 MW
Grand Falls	66 MW
Mactaquac	668 MW
Milltown	3 MW
Sisson	9 MW
Tobique	20 MW
Nepisiguit Falls	11 MW
Total - Hydroélectrique	889 MW

Capacité de production nucléaire	
Point Lepreau	635 MW
Total - Capacité de production	3,777 MW
Thermique	1,728 MW
Turbines à combustion	525 MW
Hydroélectrique	889 MW
Nucléaire	635 MW
Total - Capacité de production	3,777 MW
Nombre de lignes	
Nombre de km de lignes de distribution	20,030
Nombre de km de lignes de transport	6,848
Capacité d'exportation	2,382 MW
Capacité d'importation	2,138 MW
Nombre de clients	
Nombre de clients directs	345,887
Nombre de clients indirects	42,010
Total - clients	387,897

Photo de couverture: Remplacement de tubes de calandre à la centrale de Point Lepreau

Le 31 octobre 2011

L'honorable Craig Leonard,
Ministre de l'Énergie,
Province du Nouveau-Brunswick,
Fredericton, NB, E3B 5H1

Monsieur,

Je suis heureux de présenter le rapport annuel de la
Corporation de portefeuille Énergie NB pour l'exercice
terminé le 31 mars 2011.

Soumis respectueusement,



Le président du Conseil d'administration,

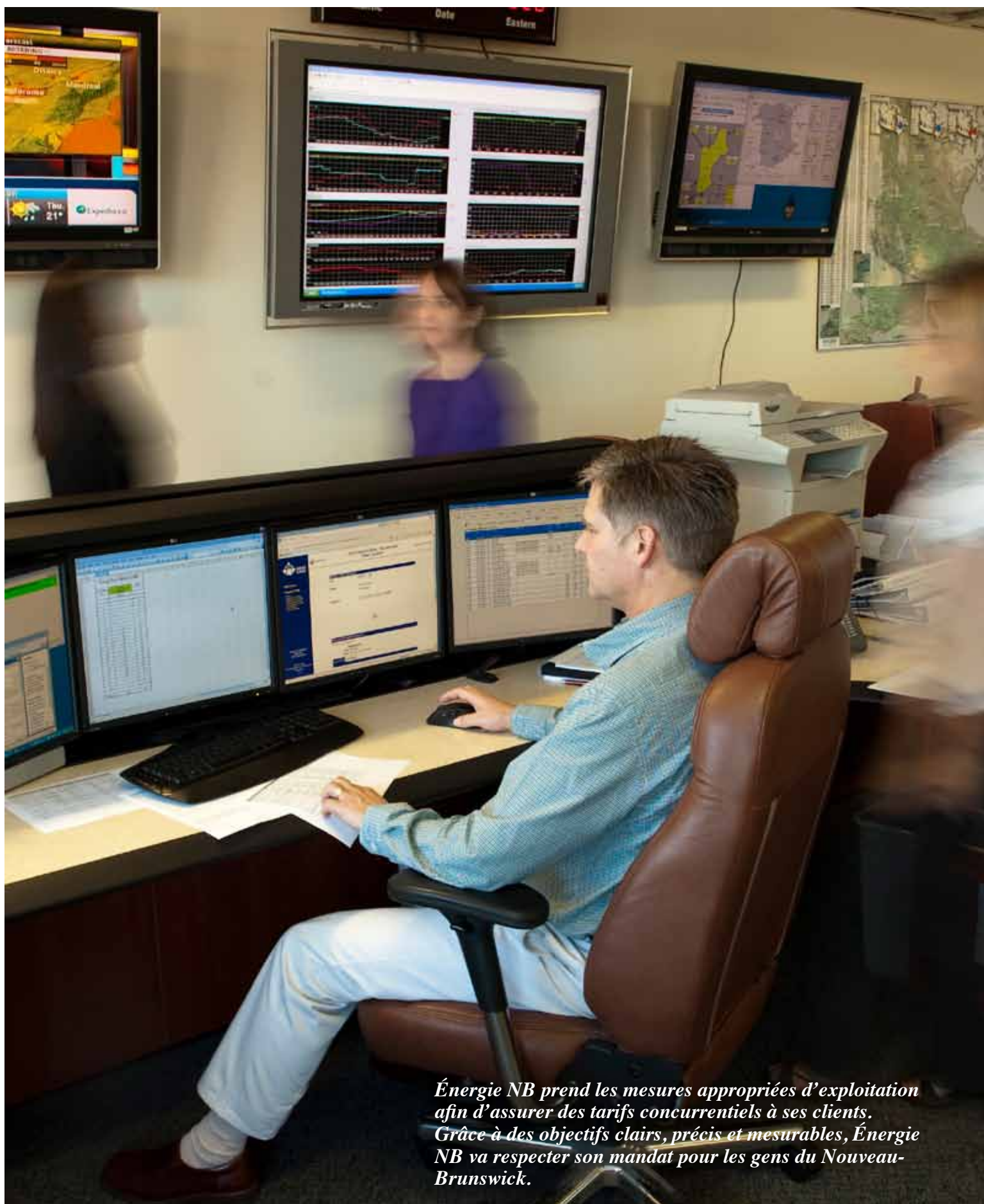
Ed Barrett



Table des matières

Message du président du Conseil d'administration	5
Message du président – directeur général	7
Aperçu d'Énergie NB	8
Aperçu du développement durable	12
Évaluation financière	14
Analyse par la Direction	16
Rapports de la Direction et des vérificateurs	36
États financiers cumulés	37
Notes complémentaires	42
Aperçu statistique	66
Conseil d'administration et la haute Direction	70
Gouvernance	71

Mise à jour du président du Conseil d'Administration



Énergie NB prend les mesures appropriées d'exploitation afin d'assurer des tarifs concurrentiels à ses clients. Grâce à des objectifs clairs, précis et mesurables, Énergie NB va respecter son mandat pour les gens du Nouveau-Brunswick.

Mike Leclair au bureau de commercialisation 24/7 d'Énergie NB

Au nom du Conseil d'administration d'Énergie NB, je suis heureux d'annoncer qu'Énergie NB se porte très bien en ces temps difficiles. Je suis fier de servir avec un Conseil passionné et engagé ainsi qu'une équipe de gestion talentueuse et concentrée. Alors que nous ne sommes pas à l'abri de la tourmente économique internationale, je peux dire avec confiance qu'au cours de la dernière année, votre entreprise a établi des fondements pour réaliser de hautes performances et des résultats remarquables dans les années à venir.

Notre actionnaire, la province du Nouveau-Brunswick, nous a donné un mandat clair - appliquer des principes d'exploitation d'entreprise chez Énergie NB. En faisant cela, nous devons également fournir un service sécuritaire et fiable, exploiter d'une façon qui assure des tarifs concurrentiels pour les clients d'Énergie NB, ainsi que de maintenir et améliorer la valeur actionnariale par le biais d'une exploitation efficace et d'une gestion adéquate d'actifs et de la dette à long terme.

Pour ce faire, le Conseil a travaillé avec la Direction pour élaborer un nouveau plan stratégique avec des objectifs clairs, précis et mesurables. Énergie NB va:

1. Devenir un exécutant de quartile supérieur par rapport aux entreprises d'électricité publiques et privées en Amérique du Nord. Selon la plupart des mesures, nous y sommes déjà. Là où nous sommes bons, nous voulons être meilleurs. Là où nous pouvons en accomplir d'avantage, nous avons l'intention de nous retrousser les manches pour y arriver.
2. Réduire systématiquement la dette pour s'assurer qu'Énergie NB soit dans une situation financière pour gérer et investir dans des actifs qui vont assurer la stabilité des tarifs pour les Néo-Brunswickois.
3. Investir dans la technologie, éduquer et inciter les clients à ajuster leur comportement de consommation afin de réduire et de modifier la demande d'électricité, afin de reporter le prochain investissement significatif en production.

Un travail préliminaire important a été réalisé au cours de 2010/11 pour atteindre ces objectifs. Plus précisément, Énergie NB:

1. A travaillé avec EAACL afin de s'assurer que la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau rencontre nos normes d'exploitation en termes de fiabilité pour un autre 25 à 30 ans d'exploitation. Cette centrale fournira Énergie NB et ses clients avec de l'électricité provenant d'une source de combustible qui n'est pas sujet à l'instabilité des prix des combustibles fossiles.
2. A entrepris un exercice d'analyse comparative afin de tracer une voie pour devenir un producteur et distributeur d'électricité économique de quartile supérieur. En établissant des indicateurs de rendement clés des meilleurs exécutants, la Direction d'Énergie NB sera en mesure de franchir les prochaines étapes pour se concentrer sur les méthodologies et processus d'amélioration continue, et de compléter une revue approfondie de l'organisation lors de la prochaine année fiscale.
3. S'est concentré sur la réduction et le remboursement de la dette d'un montant de 265 millions de dollars pour l'exercice.
4. A continué de tirer parti de la collaboration régionale pour examiner les nouvelles technologies pour modifier la charge de la clientèle afin d'équilibrer l'instabilité de la production éolienne. En outre, l'équipe de développement stratégique d'Énergie NB a été mandaté pour rechercher de nouveaux programmes et partenariats avec la clientèle pour les technologies dites « smart grid » qui se traduiront par une consommation réduite de la part de la clientèle et finalement une réduction de la demande.



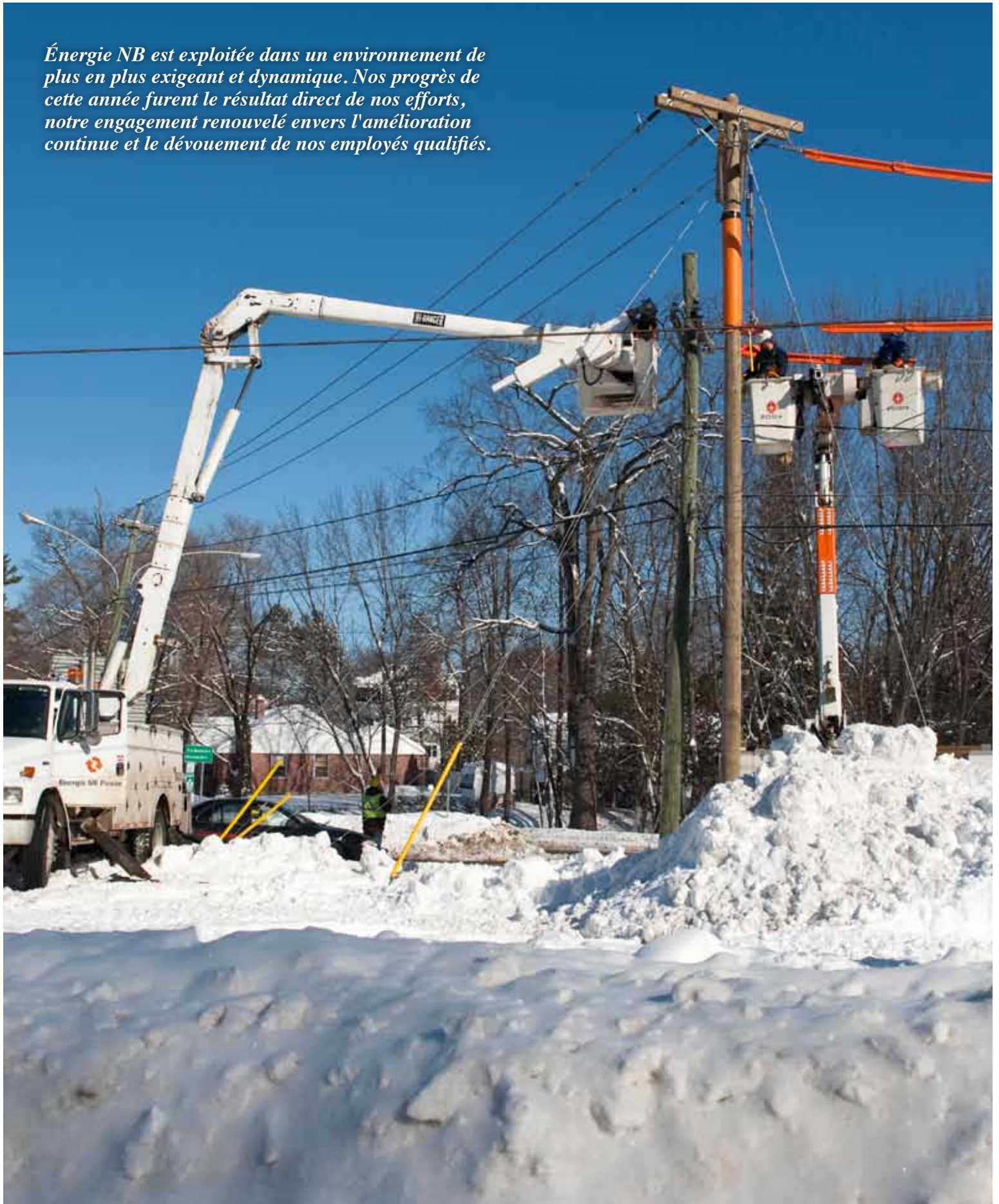
Il est incontestable qu'il y ait eu une quantité considérable de changements chez Énergie NB. Le Conseil est encouragé par les progrès qui ont été réalisés dans un délai aussi court ; avoir des résultats positifs d'exploitation est ce que nous recherchons régulièrement. Comme nous évoluons vers le prochain exercice, nous nous efforcerons de refléter une plus grande transparence par la publication des états financiers trimestriels et par le dialogue avec notre actionnaire, les clients et les intéressés.

En terminant, le Conseil tient à remercier l'ensemble des hommes et des femmes chez Énergie NB qui travaillent à la fois dans les coulisses et à l'avant plan avec nos clients. Ils ont démontré qu'ils peuvent et vont relever le défi, afin d'assurer qu'Énergie NB respecte son mandat pour les gens du Nouveau-Brunswick.

Ed Barrett
*Président du Conseil d'administration
d'Énergie NB*

Message du président – directeur général

Énergie NB est exploitée dans un environnement de plus en plus exigeant et dynamique. Nos progrès de cette année furent le résultat direct de nos efforts, notre engagement renouvelé envers l'amélioration continue et le dévouement de nos employés qualifiés.



Monteurs de lignes effectuant l'entretien lors d'une interruption à Fredericton, N.-B.

Je suis heureux d'annoncer qu'Énergie NB s'est porté très bien en 2010/11 avec un bénéfice net de 67 millions de dollars comparativement à une perte de 117 millions de dollars l'année précédente. En tant que Société d'État appartenant à la province du Nouveau-Brunswick, nous savons que la barre a été soulevée en termes de nos performances attendues. Avec un nouveau mandat de notre actionnaire et un Conseil d'administration concentré, nous avons des objectifs très clairs et mesurables fondés sur des principes solides d'exploitation d'entreprise.

Nous allons fournir des tarifs concurrentiels et stables pour les Néo-Brunswickois, tout en réduisant la dette et en gardant nos normes de service à la clientèle et de réactivité à un niveau élevé.

Au cours de l'année, la Direction d'Énergie NB s'est concentrée sur des initiatives clés spécifiques. Je suis convaincu que ces actions, présentées ci-dessous, fourniront de meilleurs résultats pour les années à venir.

La centrale de Point Lepreau va fournir environ 30 pour cent des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick. Énergie NB a exploité la centrale en toute sécurité et de façon efficace pour 25 ans avant l'arrêt de la remise à neuf. Une fois terminé, nous allons exploiter la centrale en toute sécurité et de façon efficace pour un autre 25 à 30 ans.

Avec tout projet de construction, il y a des inconnus. Les normes de l'industrie nucléaire sont extrêmement élevées et après avoir connu quelques difficultés avec les joints d'étanchéité des tubes de calandre, Énergie NB a insisté qu'EACL procède à une évaluation d'une durée de vie de 25 à 30 ans afin de confirmer que nous aurions la fiabilité que nous prévoyons pour nos clients. En conséquence, en octobre 2010, EACL a recommandé d'enlever et de remplacer tous les tubes de calandre déjà installés afin d'assurer l'intégrité des joints d'étanchéité. Bien que tout cela ait changé la date de retour en service à l'automne 2012, il était impératif qu'Énergie NB soit assuré de l'intégrité de cette solution pour une exploitation fiable de longue durée.

Énergie NB se réjouit que d'autres projets d'énergie éolienne ont été achevés durant l'année qui ont ajouté 99 MW de capacité à notre portefeuille d'achat en énergie renouvelable. L'agrandissement de 54 MW du parc éolien de Kent Hills est devenu opérationnel en décembre 2010 et l'exploitation du parc éolien de 45 MW de Lamèque a débuté en mars 2011.

Comme de nombreuses entreprises d'électricité, Énergie NB a connu l'augmentation de coûts et des charges de la dette. En conséquence, la Direction a pris un certain nombre de mesures importantes pour réduire nos coûts et également de réduire notre dette. En faisant ainsi, nous serons bien positionnés pour l'avenir.

Durant l'année, Énergie NB a annoncé la mise en œuvre d'un plan de réduction des coûts. Ce plan contenait une revue des services embauchés et un programme de réduction du personnel. Au total, Énergie NB a éliminé certains travaux effectués par les services embauchés, réduit le nombre des vice-présidents de huit à quatre et a également réduit la gestion et l'administration au siège social de 20 pour cent. Grâce à ces mesures, Énergie NB a pu éliminer 20 millions de dollars de coûts actuels et en cours.

Énergie NB a également débuté une initiative d'amélioration des processus afin d'identifier les gains d'efficacité ainsi que des améliorations continues dans tous les domaines de l'organisation. Ce ne sera pas une initiative unique, mais plutôt un processus de changement continu qui sera intégré dans la culture d'exploitation relative aux opérations d'Énergie NB.



La réduction et la modification de la demande, est quelque chose que nos clients vont entendre de plus en plus lors des mois et des années à venir. En tant que stratégie clé, nous allons étudier toutes les possibilités afin de réduire la nécessité d'investir dans de nouvelles installations de production.

En ayant une orientation claire sur la réduction et la modification de la demande, nous allons prendre des initiatives qui vont fournir des renseignements à nos clients afin qu'ils puissent prendre des décisions et choix éclairés. En conséquence, les clients auront les renseignements pour comprendre comment leurs comportements de consommation, les changements des lois environnementales et la nécessité d'investissements futurs dans les infrastructures ont tous un impacte sur les tarifs, qui sont ultimement supportés par le client.

En terminant, nous allons continuer à relever le défi et nous deviendrons une entreprise d'électricité de quartile supérieur en Amérique du Nord. Nous avons un mandat clair de notre actionnaire, des stratégies de notre Conseil d'administration et une main-d'œuvre sans pareil afin d'assurer des tarifs stables à long terme pour nos clients.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Gaëtan Thomas'.

Gaëtan Thomas
Président - directeur général

Aperçu d'Énergie NB

Le groupe d'entreprises d'Énergie NB fournit tous les Néo-Brunswickois avec de l'électricité au plus bas coût possible, de façon sûre et fiable. L'électricité est produite à 14 installations et acheminée par les lignes de transport, des sous-stations et des postes à plus de 388 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels (directs et indirects) au Nouveau-Brunswick. De plus, le groupe exporte de l'électricité en Nouvelle-Angleterre, au Québec, en Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard.

Énergie NB est composée d'une société de portefeuille et quatre entreprises d'exploitation:

La Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick fournit à ses filiales une direction stratégique, une gouvernance et un soutien en matière de communications, de finances, de ressources humaines, de services juridiques et de gouvernance. Elle offre également des services partagés sur la base de récupération des coûts.

Production Énergie Nouveau-Brunswick exploite et entretient l'un des parcs de production les plus diversifiés en Amérique du Nord, qui consiste de 13 centrales hydroélectriques et thermiques (au charbon, mazout et diesel) ayant une capacité installée nette de 3 142 MW. Production Énergie NB fournit environ 70 % de la charge provinciale au moyen des ventes à Distribution Énergie NB. Elle exporte aussi de l'énergie aux marchés avoisinants de la Nouvelle-Angleterre, du Québec, de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Écosse. Production Énergie NB a des immobilisations d'une valeur comptable nette de 1 228 millions de dollars.

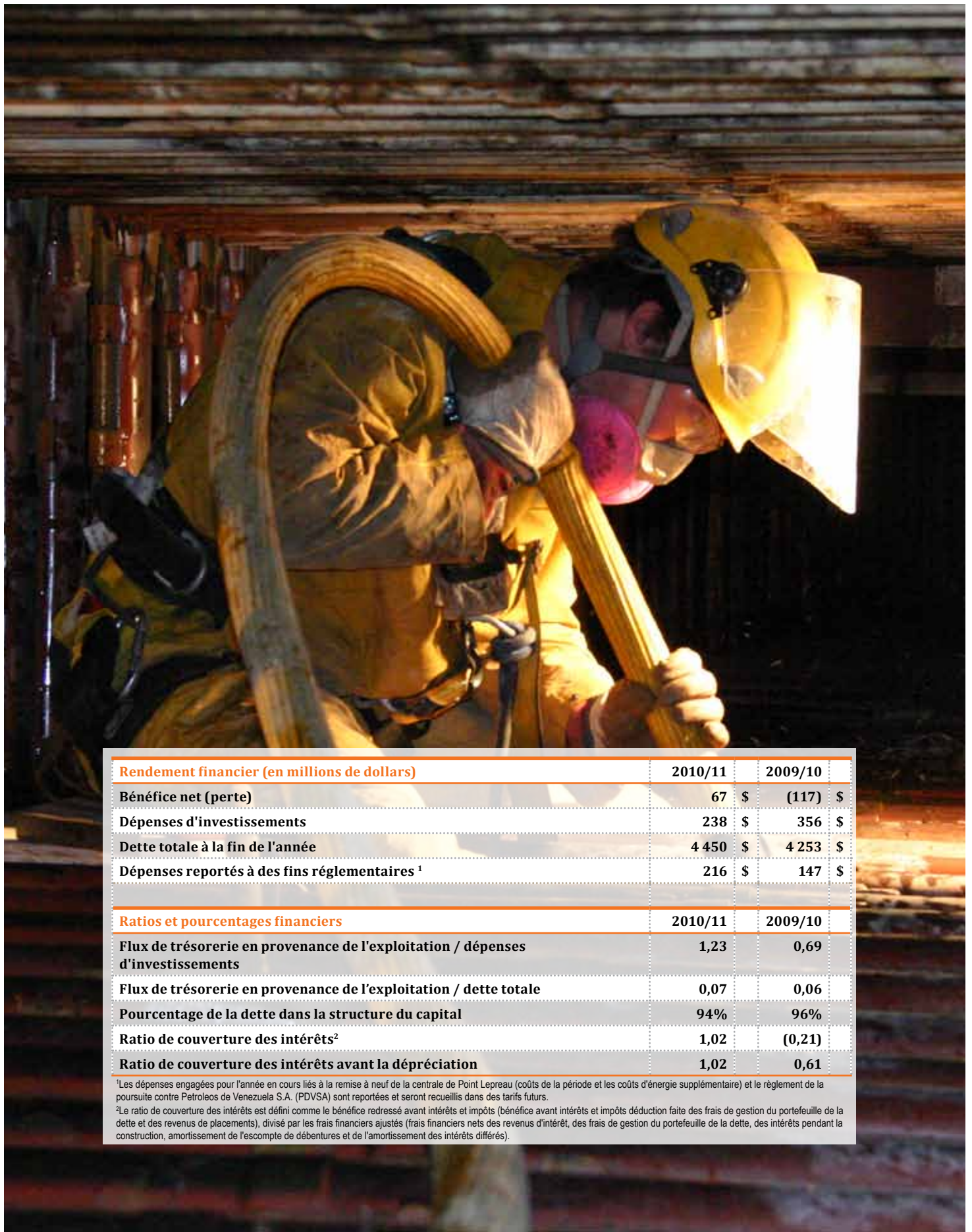
Énergie Nucléaire Nouveau-Brunswick exploite et entretient la seule installation de production nucléaire au Canada atlantique. La centrale de Point Lepreau a un réacteur CANDU 6 de 635 MW qui fournit environ 30 % des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick. Elle vend également cinq % de sa production d'énergie à Maritime Electric Company, Limited. En 2008, la centrale de Point Lepreau a débuté la première remise à neuf mondiale d'un réacteur CANDU 6 avec l'aide d'EACL. Énergie nucléaire NB a des immobilisations d'une valeur comptable nette de 1 572 millions de dollars.

Transport Énergie Nouveau-Brunswick exploite et entretient 46 postes et postes de sectionnement reliés par plus de 6 848 km de lignes de transport dont la tension varie entre 69 kV à 345 kV. Le réseau est interconnecté à d'autres réseaux de l'Amérique du Nord, incluant ceux du Québec, du Maine, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard. La capacité d'exportation est de 2 382 MW et la capacité d'importation de 2 138 MW. Transport Énergie NB a des immobilisations d'une valeur comptable nette de 387 millions de dollars.

Distribution et Service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick est le fournisseur du service standard qui est responsable d'acquiescer assez de capacité et d'énergie pour répondre à la demande des clients au Nouveau-Brunswick. Distribution Énergie NB fournit de l'électricité sécuritaire, fiable et à prix raisonnable à 388 000 clients directs et indirects au moyen de ses 20 030 km de lignes de distribution et de ses sous-stations. Elle fournit aussi des services à la clientèle important dans ses centres d'interaction avec les clients, ainsi que par l'intermédiaire des responsables de comptes et des conseillers en énergie. Distribution Énergie NB a des immobilisations d'une valeur comptable nette de 565 millions de dollars.



Terry Bergin



Rendement financier (en millions de dollars)	2010/11	2009/10
Bénéfice net (perte)	67 \$	(117) \$
Dépenses d'investissements	238 \$	356 \$
Dette totale à la fin de l'année	4 450 \$	4 253 \$
Dépenses reportés à des fins réglementaires ¹	216 \$	147 \$
Ratios et pourcentages financiers		
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation / dépenses d'investissements	1,23	0,69
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation / dette totale	0,07	0,06
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	94%	96%
Ratio de couverture des intérêts²	1,02	(0,21)
Ratio de couverture des intérêts avant la dépréciation	1,02	0,61

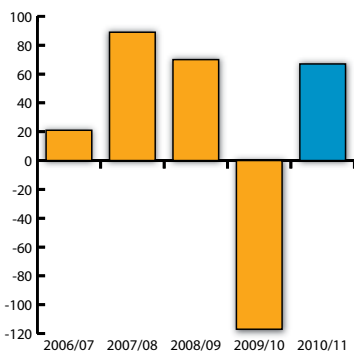
¹Les dépenses engagées pour l'année en cours liés à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (coûts de la période et les coûts d'énergie supplémentaire) et le règlement de la poursuite contre Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA) sont reportées et seront recueillis dans des tarifs futurs.

²Le ratio de couverture des intérêts est défini comme le bénéfice redressé avant intérêts et impôts (bénéfice avant intérêts et impôts déduction faite des frais de gestion du portefeuille de la dette et des revenus de placements), divisé par les frais financiers ajustés (frais financiers nets des revenus d'intérêt, des frais de gestion du portefeuille de la dette, des intérêts pendant la construction, amortissement de l'escompte de débiteures et de l'amortissement des intérêts différés).

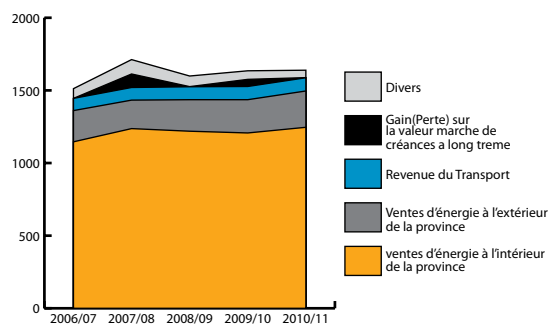
Aperçu d'Énergie NB



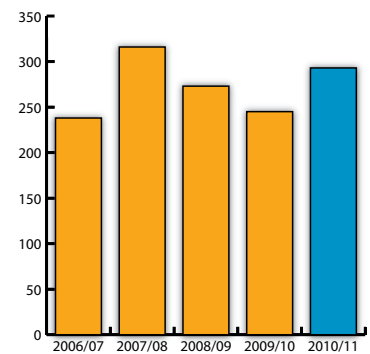
Bénéfice net (perte nette)
(en millions)



Analyse des produits
(en millions)



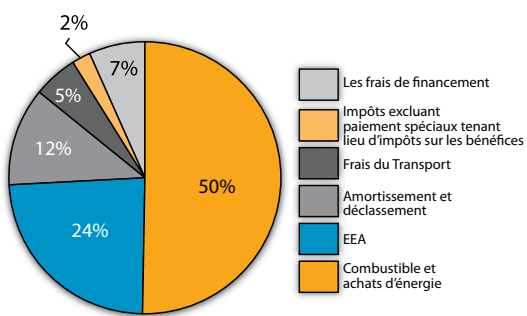
Encaisse d'exploitation
(en millions)



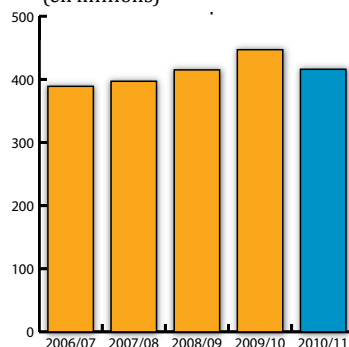


Centrale de Grand-Saut

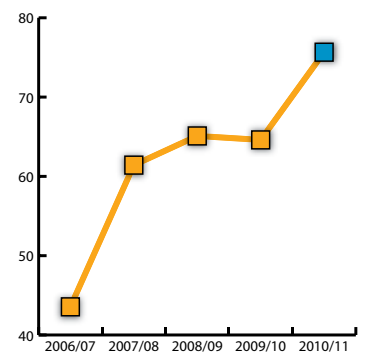
Dépenses totales



Frais d'exploitation, entretien et administration (en millions)



Prix du mazout lourd (moyenne \$ US/baril)



Aperçu du développement durable

Une partie importante de ce que nous faisons chez Énergie NB implique notre permis d'exploitation sociale. Il s'agit de l'importance de ne pas oublier que nous exploitons dans la cour arrière de nos concitoyens Néo-Brunswickois. Par conséquent, afin de répondre à notre vision de l'énergie pour un avenir durable, nous devons être prêts à répondre à nos engagements environnementaux, sociaux et économiques. Pour mesurer notre rendement, nous nous comparons à l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ). Les informations suivantes reflètent notre rendement en ce qui concerne les points de repère de l'ACÉ.

Énergie NB contribue environ 2 % de la production totale au Canada. En 2010, la production d'Énergie NB était de 40,1 % hydraulique et 59,9 % de vapeur conventionnelle. La production nucléaire n'était pas disponible à la suite de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.



Parc éolien, Caribou, N.-B.

Environnement	ACÉ	Énergie NB
Total des émissions brutes annuelles de SO ₂ (1000 tonnes)	326,8	9,97 (3,0%)
Masse brute de SO ₂ émise par unité de production nette d'origine fossile (g/kWh)	3,46	2,29 (en dessous de la moyenne)
Total des émissions brutes annuelles de NO _x (1000 tonnes)	169,2	7,53 (4,4%)
Masse brute NO _x émis par unité de production nette d'origine fossile (g/kWh)	1,76	1,73 (moyenne)
Total des émissions brutes annuelles de PM ¹⁰ (en tonnes)	7 660	65,2 (0,9%)
Total des émissions brutes annuelles de mercure (kilogrammes)	1 501	32 (2,1%)
Nombre de déversements prioritaires	107	3 (2,8%)
Total des émissions brutes annuelles directes de CO ₂ éq de production nette d'origine fossile (millions de tonnes)	89,4	3,8 (4,3%)
La masse brute de CO ₂ éq émise par unité de production nette d'origine fossiles (kg/kWh)	930	866 (en dessous de la moyenne)
Total en kg de SF ₆ pour l'entretien (remplissage)	6 475	15,3 (0,2%)
Quantité totale de substances à haute teneur de BPC mis hors service (en tonnes)	246,5	0
Quantité totale de substances à faible teneur de BPC mis hors service (en tonnes)	1 544,0	28,1 (1,8%)
Entreprises dont le SGE est conforme aux normes de l'ISO (%)	93	100



Société	ACÉ	Énergie NB
Fréquence de toutes les blessures et les maladies (blessures par 200 000 heures)	2,10	Quartile supérieur
Fréquence des blessures et maladies avec perte de travail (blessures avec perte de travail par 200 000 heures)	0,66	Deuxième quartile
Fréquence des blessures et des maladies avec perte de travail (jours perdus par 200 000 heures)	13,7	Deuxième quartile
Entreprises ayant des programmes d'instruction du public (%)	93	100 (oui)
Entreprises ayant un processus pour réagir aux préoccupations des intéressés (%)	90	100 (oui)
Entreprises ayant un groupe d'Affaires autochtones ou des postes de haut niveau de conseiller en affaires autochtones (%)	70	100 (oui)
Entreprises ayant des partenariats ou des relations d'affaires avec les communautés autochtones (%)	100	100 (oui)



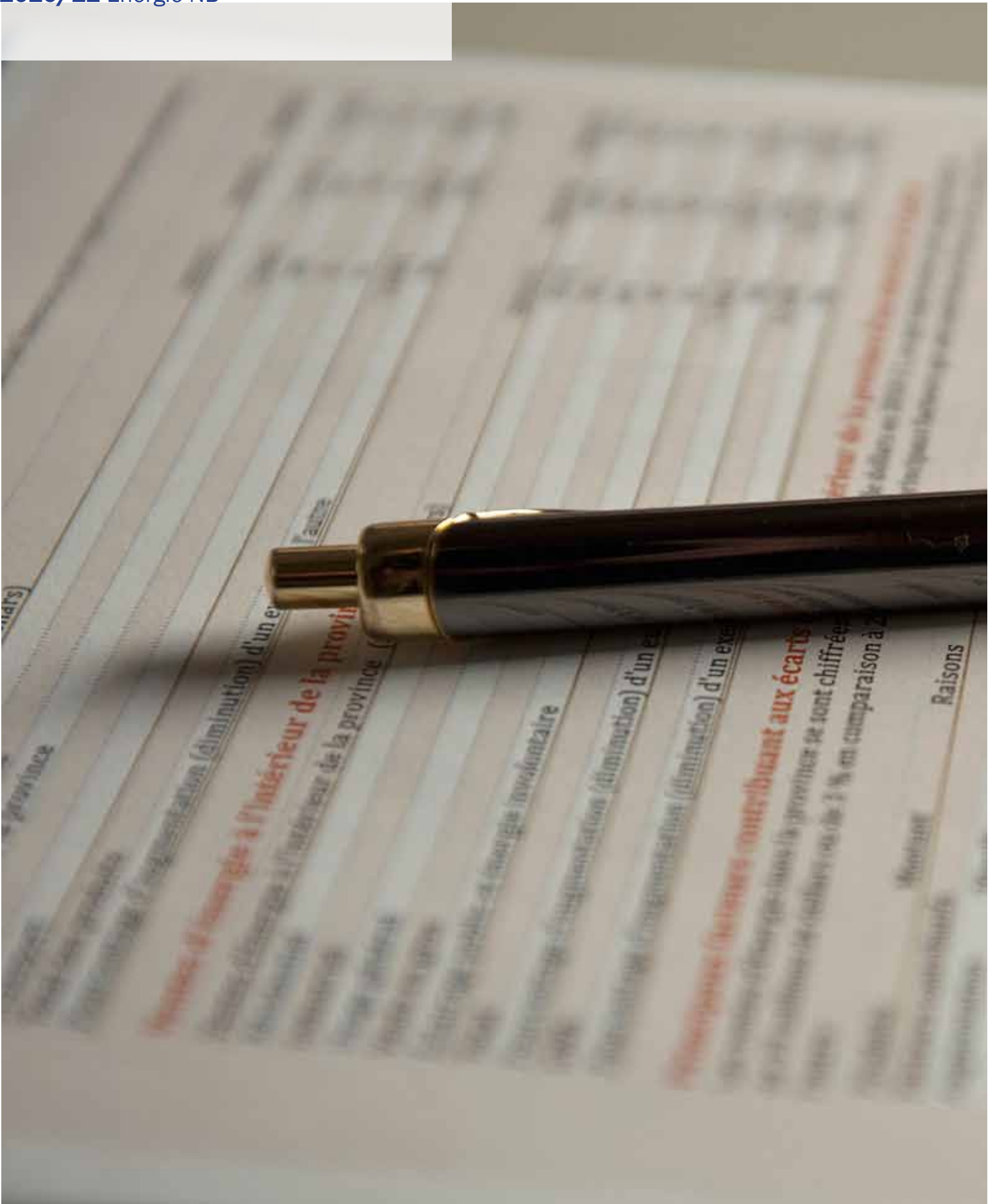
Arboristes, Gestion de la végétation

Économie	ACÉ	Énergie NB
La valeur totale annuelle de la rémunération des employés (en millions de dollars)	5 600	243 (4,3%)
La valeur totale des dons de bienfaisance (en millions de dollars)	28	1,7 (6,1%)
Total des économies d'énergie grâce aux programmes de gestion de la demande (MWh)	1 195 387	Données non disponibles 1
Totale des dépenses en immobilisations sur les infrastructures de production neuves ou remises à neuf (milliards de dollars/an)	3,9	0,282 (7,2%)
Totale des dépenses en immobilisations sur les infrastructures de transport neuves ou remises à neuf (milliards de dollars/an)	2,4	0,019 (0,8%)
Totale des dépenses en immobilisations sur les infrastructures de distribution neuves ou remises à neuf (milliards de dollars/an)	2,5	0,050 (2,0%)
Indice de la durée moyenne des pannes du réseau (SAIDI) (durée en heures)	5,2	3,8 (en dessous de la moyenne)
Indice de la fréquence moyenne des pannes du réseau (SAIFI) (pannes par client)	2,2	1,9 (en dessous de la moyenne)

¹ Énergie NB a établi un partenariat avec Efficacité Nouveau-Brunswick, grâce à un protocole d'entente, afin de promouvoir l'efficacité énergétique et les mesures de conservation dans les secteurs résidentiels, communautaires et d'affaires du Nouveau-Brunswick. <http://www.efficiencynb.ca/enb/home.jsp>



Royals Field, Marysville, N.-B.



tarifs plus élevés
conditions moins
favorables
diminution des
réductions de la

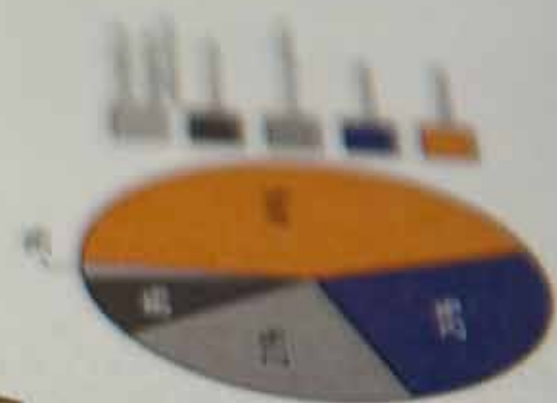
Impact de l'énergie et l'extérieur de la province

de la province (millions de dollars)
de la province (millions de dollars)
de la province (millions de dollars)
de la province (millions de dollars)

Produits des opérations



Produits des opérations



INTRODUCTION

L'analyse par la Direction examine les résultats financiers et d'exploitation pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2011, comparativement à l'année précédente. Il faut lire cette section conjointement avec les états financiers cumulés et les notes complémentaires.

Entreprises incluses dans les états financiers combinés

Les états financiers combinés comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille Énergie NB et ceux de ses entreprises d'exploitation:

- La Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (Production Énergie NB), qui comprend
 - La Corporation de Coleson Cove Énergie Nouveau-Brunswick (Coleson Cove), et
 - Mine Reclamation Inc (anciennement NB Coal Limited).
- La Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB)
- La Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB), et
- La Corporation de distribution et de service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (Distribution Énergie NB),

Collectivement, on les désigne sous l'appellation Énergie NB, Groupe Énergie NB, le Groupe ou la Corporation.

Contenu de l'Analyse par la Direction

Sujet	Buts
Facteurs du rendement financier et d'exploitation	Explique l'incidence des facteurs contribuant à la variabilité des bénéfices.
Sommaire du rendement financier	Fournit un sommaire des principaux résultats financiers de l'année.
Activités importantes	Mise en évidence des activités importantes ayant eu une incidence sur le bilan et sur les bénéfices au cours de la dernière année.
Résultats financiers d'un exercice à l'autre	Explique les résultats financiers de 2010/11, y compris l'analyse des écarts d'un exercice financier à l'autre.
Reports réglementaires	Explique l'incidence des reports réglementaires.
Instruments financiers	Décrit l'incidence des instruments financiers sur les résultats financiers.
Liquidités et ressources en capital	Explique les changements apportés en matière de liquidité et de ressources en capital.
Conventions comptables essentielles	Décrit les modifications apportées aux politiques comptables et de leur incidence sur les états financiers cumulés.
Estimations comptables significatives	Explique les estimations effectuées et leur incidence sur les bénéfices.

FACTEURS DU RENDEMENT FINANCIER ET D'EXPLOITATION

Introduction

La présente section décrit la raison pour laquelle les bénéfices avant les impôts du Groupe Énergie NB sont sujets à des variabilités significatives dans le cours normal de l'exploitation.

Incidence des facteurs du rendement financier et d'exploitation

Bon nombre des facteurs qui influent sur les bénéfices avant les impôts échappent à l'emprise de la Direction. Ces facteurs créent d'importants écarts de résultats d'un exercice à l'autre, étant donné qu'ils ont une incidence sur le coût de production ou la compétitivité des prix dans les marchés d'exportation.

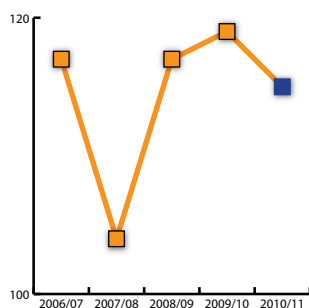
Facteurs qui influent sur le rendement financier et d'exploitation

Il s'agit des principaux facteurs qui ont historiquement eu une influence sur la variabilité des bénéfices d'Énergie NB. Le tableau ci-dessous indique comment chaque facteur influence la variabilité des produits et des charges.

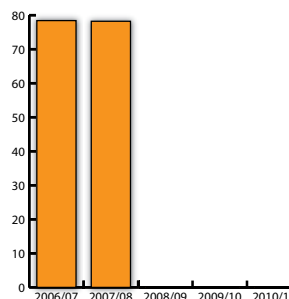
Facteur	Description
Production d'électricité à partir du mazout lourd	<p>Le mazout lourd, qui est sujet aux fluctuations du marché, représente</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ 5 à 10 % de l'approvisionnement total, et • 10 à 15 % des coûts de combustible et d'achats d'énergie. <p>En 2010/11, le marché était plutôt instable en raison du prix du mazout lourd, qui a atteint plus de 103 \$/bbl (USD) et qui a chuté à un peu moins de 62 \$ /bbl (USD).</p> <p>Pour réduire son exposition à court et à moyen termes aux variations du prix du mazout lourd, le Groupe conclut généralement des achats à terme pour ses besoins en mazout lourd selon les exigences prévues pour la province et pour ses exportations garanties.</p>
Taux de change	<p>Énergie NB est exposé à des risques liés aux taux de change lorsque les achats de combustible et d'énergie, qui se font en devises américaines, ne compensent pas les revenus reçus en devises américaines.</p> <p>Au cours de la dernière année, le dollar canadien était plutôt instable. La valeur du dollar canadien comparativement au dollar américain a fluctué entre 0,93 \$ et 1,03 \$ durant l'année.</p> <p>Énergie NB conclut généralement des contrats d'achat à terme pour les besoins en devises américaines, déduction faite des revenus prévus en devises américaines.</p>
Production d'électricité à partir du charbon / coke de pétrole	<p>Représente</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ 15 à 20 % de la production totale, et • 15 à 20 % des coûts de combustible et d'achats d'énergie. <p>Le charbon est normalement acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres d'une année ou deux. Parce qu'un mélange de types de charbon est mélangé et brûlé, le charbon est acheté à partir d'un certain nombre de contreparties, généralement à des prix fermes et fixes.</p> <p>Le coke de pétrole est aussi généralement acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres d'une année ou deux. Une composante à prix variable est généralement intégrée dans les contrats du coke de pétrole où le prix d'achat reflète un indice de prix lors de la livraison du coke de pétrole.</p>

Facteur	Description						
Contrats d'achats d'énergie basés sur le gaz naturel	<p>Représentent</p> <ul style="list-style-type: none"> environ 5 à 10 % de la production totale, et environ 10 à 15 % des coûts de combustible et d'achats d'énergie. <p>Étant donné que le prix des contrats d'électricité d'Énergie NB est fondé en partie sur le prix du gaz naturel, pour gérer cette exposition, le Groupe conclut généralement des achats à terme pour ses besoins en gaz naturel.</p>						
Achats d'énergie à court terme	<p>Représentent</p> <ul style="list-style-type: none"> environ 40 à 50 % des besoins d'approvisionnement totaux, et environ 50 à 60 % des coûts de combustible et d'achats d'énergie. <p>Selon le prix mondial du pétrole, de l'énergie à moindre coût est achetée pour remplacer la production interne au mazout. Énergie NB conclut généralement des achats à terme d'énergie pour alimenter les besoins prévus.</p>						
Marges à l'extérieur de la province	<p>La place du Groupe dans le marché régional de l'énergie dépend des prix. Les prix du marché dans les régions environnantes sont généralement fondés sur le coût de production du gaz naturel.</p> <p>Normalement, l'énergie produite à moindre coût ou à tirage obligatoire est utilisée dans la province et toute énergie restante est disponible pour vente à l'extérieur de la province.</p> <p>Sous réserve des conditions d'exploitation, le Groupe conclut des contrats de vente à terme à l'extérieur de la province, lui permettant de réaliser des marges plus prévisibles à l'extérieur de la province.</p>						
Production hydroélectrique	<p>Il s'agit du combustible le moins cher utilisé par Énergie NB pour produire de l'électricité. Elle représente généralement de 15 à 20 % de la production totale. Le tableau ci-dessous indique comment les flux hydrauliques peuvent augmenter ou baisser les coûts de production.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Lorsque les flux hydrauliques sont</th> <th>Énergie NB</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>plus bas que prévus</td> <td>utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.</td> </tr> <tr> <td>plus élevés que prévus</td> <td>réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.</td> </tr> </tbody> </table> <p>La production hydroélectrique nette comme pourcentage de la moyenne à long terme au cours des dix dernières années a varié entre 70 à 120 %.</p>	Lorsque les flux hydrauliques sont	Énergie NB	plus bas que prévus	utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.	plus élevés que prévus	réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.
Lorsque les flux hydrauliques sont	Énergie NB						
plus bas que prévus	utilise d'autres carburants plus chers pour pallier la carence, ce qui augmente les coûts de production.						
plus élevés que prévus	réduit l'utilisation de carburants coûteux, d'où une réduction des coûts de production.						
Production d'énergie nucléaire	<p>Durant les années précédentes, la production nucléaire représentait jusqu'à 25 % de la production totale par l'entremise de la centrale de Point Lepreau, dont l'exploitation efficace est essentielle au bon rendement financier d'Énergie NB.</p> <p>Le 28 mars 2008, la centrale de Point Lepreau a été mise hors service pour sa remise à neuf. Le projet de remise à neuf a connu quelques difficultés, qui ont causé la prolongation de l'arrêt, et par conséquent, il n'y a pas eu de production nucléaire en 2010/11.</p>						

Production hydroélectrique nette
(Pourcentage de la moyenne à long terme)



Facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau
(pourcentage)



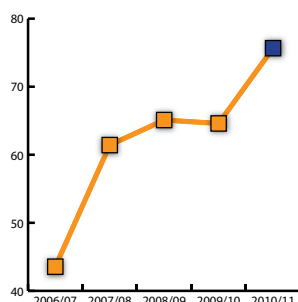
Mesurer les facteurs du rendement financier et d'exploitation

Le tableau ci-dessous décrit les facteurs qui contribuent à la variabilité des bénéfices d'Énergie NB. Les prix cités dans ce tableau sont non couverts.

Facteurs financiers et d'exploitation qui sous-tendent la variabilité.	Variabilité 2010/11	Variabilité 2009/10	Variabilité 2008/09
Intervalle des prix de mazout lourd (dollar US / bbl Platt's NY 3 per cent) tout au long de l'année Platts NY three per cent est un indice de référence des prix de combustible présenté par le principal service de présentation des prix de référence. Platt's NY 3 per cent fait allusion au niveau de soufre dans le mazout lourd en fonction duquel Énergie NB fait des comparaisons.	De 62 \$ à 103 \$	De 39 \$ à 76 \$	De 27 \$ à 112 \$
Intervalle du dollar canadien tout au long de l'année (équivalent en dollars américains) Taux de change : Taux auquel une monnaie peut être échangée contre une autre.	De 0,93 \$ à 1,03 \$	De 0,79 \$ à 0,99 \$	De 0,77 \$ à 1,02 \$
Intervalle des taux d'intérêt de la dette à court terme au long de l'année	De 0,25% à 1,00%	De 0,17% à 0,25%	De 0,35% à 3,45%
Prix du marché moyens du charbon selon le rapport international sur le charbon (\$ US / tonne) Le rapport international sur le charbon contient des nouvelles et des analyses sur les marchés internationaux de charbon à chaudière et de charbon à coke, y compris des évaluations des principaux marchés et des prix de référence en vue du commerce du charbon dans les marchés de l'Atlantique et du Pacifique. Le rapport contient aussi des données sur la navigation commerciale, les appels d'offres et les contrats, et évalue les cours au comptant pour les principaux prix de repère du charbon physique dans les marchés de l'Atlantique et du Pacifique aux fins de livraison à échéance éloignée	90,07 \$	65,66 \$	117,94 \$
Intervalle des prix du gaz naturel (\$ US / mmbtu) tout au long de l'année Mmbtu = 1 million de BTU (British Thermal Units)	De 3,47 \$ à 12,63 \$	De 2,10 \$ à 9,86 \$	De 3,60 \$ à 13,60 \$
Prix moyens en pointe de la Nouvelle-Angleterre (US \$/ MWh) Le « prix en pointe » est le prix de l'électricité quand la demande est à son maximum.	58,70 \$	45,20 \$	81,91 \$
Production hydroélectrique nette comme pourcentage de la moyenne à long terme La production nette est la quantité d'électricité produite par une centrale, qui est transmise et distribuée aux fins d'utilisation par les consommateurs et qui est le résultat de la production brute, moins l'électricité consommée par la centrale elle-même. Moyenne à long terme d'hydroélectricité est la quantité d'électricité qui peut potentiellement être produites à l'aide du débit moyen de la rivière, basée sur la période d'enregistrement (la période d'enregistrement pour Énergie NB est de 1954 à 1994	115%	119%	117%
Facteur de capacité nette de la centrale de Point Lepreau Le facteur de capacité d'une centrale est le rapport entre la production réelle d'une centrale au cours d'une période de temps donnée et sa production si elle fonctionnait à pleine capacité durant ce temps.	-	-	-

La majorité des prix des matières premières (par exemple le mazout lourd, gaz naturel et charbon) sont couverts par des achats à terme; il n'y a donc pas de variabilité financière en cours d'exercice.

Prix du Mazout lourd (\$ US / baril, moyenne)



RENDEMENT FINANCIER

Introduction

La présente section donne un aperçu du rendement financier du Groupe Énergie NB pour l'année.

Mesures importantes du rendement financier

Rendement financier (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Bénéfice net (perte)	67 \$	(117) \$	70 \$
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation	293 \$	245 \$	273 \$
Dépenses d'investissements	238 \$	356 \$	438 \$
Dettes totale à la fin de l'année	4 450 \$	4 253 \$	3 914 \$
Hausse de la dette	197 \$	339 \$	479 \$
Dépenses (revenus) reportés à des fins réglementaires ¹	216 \$	147 \$	386 \$

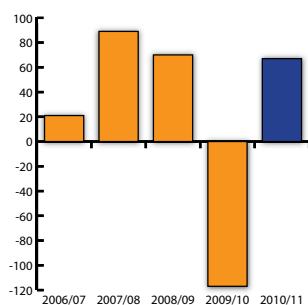
¹ Les dépenses engagées pour l'année en cours liés à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (coûts de la période et les coûts d'énergie supplémentaire) et le règlement de la poursuite contre Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA) sont reportées et seront recueillies dans des tarifs futurs.

Ratios et pourcentages financiers

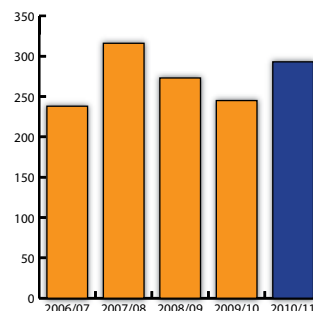
Ratios et pourcentages financiers	2010/11	2009/10	2008/09
Marge d'exploitation	11%	(4%)	15%
La marge d'exploitation avant la dépréciation d'actifs	11%	6%	15%
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation / dépenses d'investissements	1,23	0,69	0,62
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation / dette totale	0,07	0,06	0,07
Dépenses d'investissements / valeur comptable nette des immobilisations	6%	10%	12%
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	94%	96%	93%
Ratio de couverture des intérêts ²	1,02	(0,21)	1,28
Ratio de couverture des intérêts avant la dépréciation	1,02	0,61	1,28

² Le ratio de couverture des intérêts est défini comme le bénéfice redressé avant intérêts et impôts (bénéfice avant intérêts et impôts déduction faite des frais de gestion du portefeuille de la dette et des revenus de placements), divisé par les frais financiers ajustés (frais financiers nets des revenus d'intérêt, des frais de gestion du portefeuille de la dette, des intérêts pendant la construction, amortissement de l'escompte de débetures et de l'amortissement des intérêts différés).

Bénéfice net (perte)
(En millions de dollars)



Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation
(En millions de dollars)



Faits saillants

Le bénéfice net d'Énergie NB avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices pour l'exercice terminé le 31 mars 2011 étaient de 99 millions de dollars comparativement à une perte de l'exercice précédent avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices de 170 millions de dollars. Les facteurs importants qui ont contribué à l'écart de 269 millions de dollars d'un exercice à l'autre étaient

- la dévaluation de l'exercice antérieur de 161 millions de dollars avant impôts en raison de la dépréciation des actifs de la centrale de Dalhousie en raison de l'intention de l'arrêt et du déclassement de la centrale.
- une augmentation de la marge brute de 67 millions de dollars principalement en raison de :
 - des produits de ventes plus élevés à l'intérieure de la province due à des taux plus élevés, et des conditions météorologiques plus froides
 - réduction des coûts de production globaux, partiellement réduits par l'augmentation des volumes
 - des produits de ventes plus élevés à l'extérieure de la province due à des volumes plus élevés principalement en raison de nouveaux contrats d'exportation, en partie compensée par les prix du marché plus faibles
- compensé par
 - flux hydraulique faible en 2010/11 à 115 % de la moyenne à long terme par rapport à 119 % de la moyenne à long terme en 2009/10
- une diminution des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration de 31 millions de dollars en 2010/11 (voir résultats d'un exercice à l'autre - section des charges pour plus de détails)
- une diminution des frais financiers de 18 millions de dollars en raison de la baisse des taux et des niveaux d'endettement plus faibles (autres que la dette associée à des projets d'investissements en cours)

Des coûts autres qu'en capital de 197 millions de dollars ont été engagés relativement au projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, toutefois ces coûts ont été reportés conformément à la loi, (pas d'impact sur le bénéfice de l'exercice courant) et sera amorti sur la durée de vie de la centrale remise à neuf.

En 2010-11 la dette du Groupe Énergie NB a augmenté de 197 millions de dollars. L'augmentation est principalement due à des besoins de financement pour le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et du report connexe. (voir Liquidité et ressources en capital pour plus de détails).

ACTIVITES IMPORTANTES

Les activités mentionnées ci-après ont influencé les résultats financiers du Groupe Énergie NB.

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

En juillet 2005, la province du New Brunswick a annoncé qu'elle appuierait la recommandation du conseil de remettre à neuf la centrale de Point Lepreau en collaboration avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL). Ce projet permettrait de prolonger la vie utile de la centrale d'environ 25 ans, approvisionnant ainsi le groupe Énergie NB en électricité provenant d'une source de combustible dont le prix n'est pas sujet à l'instabilité des prix du mazout lourd. La centrale remise à neuf conservera en outre un avantage pour l'environnement en produisant de l'électricité sans rejeter des quantités considérables d'émissions de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote.

La date de l'achèvement du projet initial et la remise en service de la centrale était octobre 2009. Le projet a connu des difficultés et, par conséquent la date de l'achèvement du projet et la remise en service de la centrale est maintenant prévue pour l'automne 2012.

Le total des dépenses d'investissement du projet au 31 mars 2011 était de 1,1 milliard de dollars.

Incidence financière du retard

La remise à neuf de la centrale de Point Lepreau est en grande partie un projet clé en main, et de ce fait, le dépassement des coûts en construction relève de l'entrepreneur : EACL. Il y a cependant des conséquences financières pour Énergie NB, à titre de propriétaire du projet.

Les coûts d'investissement et de report totalisant 30 millions de dollars par mois en raison du retard sont les suivants

- Les coûts d'investissement du projet augmenteront d'environ 11 millions de dollars par mois de retard du projet. Cela comprend :
 - 3 millions de dollars par mois pour couvrir les coûts plus élevés pour le propriétaire de projet en ce qui concerne les installations, les employés contractuels, le régime d'assurance et d'autres coûts liés à l'appui du projet
 - 8 millions de dollars en coûts d'exploitation réaffectés à la réalisation du projet
- Le report des coûts de la période et d'énergie supplémentaire d'Énergie nucléaire NB augmenteront d'environ 19 millions de dollars par mois (y compris les intérêts appliqués au solde de report).

Ces coûts seront amortis et imputés aux clients tout au long de la vie utile prolongée de la centrale.

L'initiative stratégique de réduction des coûts

Afin de cibler davantage des économies de coûts, Énergie NB a créé une initiative stratégique de réduction des coûts durant l'année qui est un programme de réduction viable des coûts conçu pour éliminer 20 millions de dollars de dépenses courantes tout en minimisant les impacts négatifs relatifs aux processus orientés sur le client. Plus spécifiquement, le programme est une collection de petites initiatives, y compris un programme de réduction du personnel, un programme de réduction des heures supplémentaires et un programme de réduction des services professionnels et engagés.

Initiative de réduction de personnel

Dans le cadre de l'initiative de réduction des coûts d'Énergie NB, un programme de réduction du personnel a été mis en œuvre durant l'année. Le programme a été conçu pour réduire les coûts de gestion et d'administration. Le coût du programme était de 17 millions de dollars qui a ensuite créé 9 millions de dollars en économies par la réduction en salaires et avantages sociaux pour le reste de l'année. Des économies annuelles à venir sont prévues d'atteindre 13 millions de dollars par année basé sur les salaires et avantages sociaux de 123 employés.

Prolongement de la durée de vie

En 2010, il y a eu une dévaluation en raison de la dépréciation résultant de l'intention de l'arrêt et du déclassement de la centrale de Dalhousie le 31 mars 2011. En 2011, la vie de la centrale de Dalhousie a été étendue jusqu'au 31 mars 2012. L'extension de la vie est due à des facteurs suivants:

- La remise en service de la centrale de Point Lepreau est maintenant prévue pour l'automne 2012. Il en résulte un besoin en énergie et capacité supplémentaire pour l'hiver 2011/12.
- Pendant la première partie de l'hiver 2010/11, Énergie NB a bénéficié d'un hiver plus doux que d'habitude et des flux hydrauliques supérieurs à la moyenne (Décembre a été 202% de la moyenne à long terme). En conséquence, Énergie NB n'a pas utilisé les centrales de Dalhousie et de Coleson Cove au niveau prévu antérieurement.
- Le groupe du bureau de commercialisation d'Énergie NB a été en mesure de sécuriser des achats d'énergie économiques dans la gamme de 55 \$/MWh, ce qui a réduit la nécessité d'exploiter à la fois les centrales de Dalhousie et de Coleson Cove.

Par conséquent, la valeur comptable nette restante de la centrale de Dalhousie au 31 mars 2010, de 34 millions de dollars sera amortie de manière égale sur les exercices se terminant le 31 mars 2011 et le 31 mars 2012.

Règlement de la poursuite contre Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA)

Le 3 août 2007, le groupe d'Énergie NB a réglé une poursuite contre PDVSA pour 333 millions de dollars au total. Le règlement comprend 115 millions de dollars payés par PDVSA lors de la signature et un engagement de 218 millions de dollars par PDVSA pour livrer une quantité donnée de combustible à l'avenir. Pendant 2010-11, la dernière livraison de combustible a été reçue (voir la note 14 des états financiers pour plus de détails sur le règlement).

Hausse des tarifs

Le 6 avril 2010, le Conseil d'administration de Distribution et Service à la clientèle d'Énergie NB a approuvé une hausse des tarifs de 3%, en vigueur le 1er juin 2010 dans toutes les catégories de tarifs de la clientèle, ce qui a entraîné une augmentation de 30 millions de dollars aux produits.

Gel des tarifs

En janvier 2011, le Conseil d'administration d'Énergie NB a reçu une lettre de mandat de l'actionnaire qui comprenait un certain nombre de directives spécifiques, dont l'une qui dirigeait Énergie NB de mettre en place un gel des tarifs de trois ans. En conséquence de cette directive, l'actionnaire a exigé que le programme de couverture soit prolongé de 18 mois d'achats à l'avance à 3 ans d'achats à l'avance. Cela aidera à atténuer le risque lié à l'instabilité des prix de combustible et d'achats d'énergie pendant le gel des tarifs de trois ans.

Normes internationales d'information financière (IFRS)

entreprises avec des activités à tarifs réglementés de différer d'un an la mise en œuvre des IFRS. Le groupe Énergie NB a rencontré les exigences pour le report et a choisi de reporter la mise en œuvre des IFRS au 1^{er} avril 2012.

Passif lié au déclassement thermique

Au cours de l'année, une tierce partie a effectué une étude sur le déclassement de la centrale de Dalhousie, et à la suite de cette étude, le passif relatif au déclassement de 30 millions de dollars a augmenté de 0,7 millions de dollars.

RESULTATS D'UN EXERCICE A L'AUTRE - PRODUITS

Introduction

La présente section contient un compte rendu des produits d'Énergie NB au cours de l'exercice, et par rapport aux années précédentes.

Vue d'ensemble des produits

Vue d'ensemble des produits (millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Ventes d'énergie			
À l'intérieur de la province	1 246 \$	1 207 \$	1 219 \$
À l'extérieur de la province	250	229	217
Divers	51	59	73
Transport	91	91	89
Total des produits	1 638 \$	1 586 \$	1 598 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	3%	(1%)	(1%)

Ventes d'énergie à l'intérieur de la province

Ventes d'énergie à l'intérieur de la province (millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Résidentiel	551 \$	540 \$	539 \$
Industriel	311	294	307
Usage général	264	254	250
Vente en gros	97	96	98
Éclairage public et énergie involontaire	23	23	25
Total	1 246 \$	1 207 \$	1 219 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	3%	(1%)	(1%)
GWh	12 658	12 545	13 052
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	1%	(4%)	(8%)

Principaux facteurs contribuant aux écarts de vente à l'intérieur de la province d'un exercice à l'autre

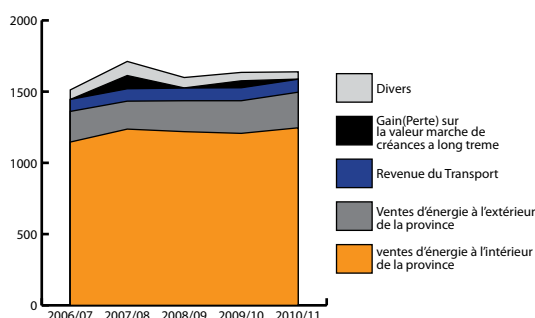
Les ventes d'énergie dans la province se sont chiffrées à 1 246 millions de dollars en 2010/11, ce qui représente une augmentation de 39 millions de dollars ou de 3 % en comparaison à 2009/10. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	30 millions de dollars	tarifs plus élevés (augmentation de 3% effective le 10 juin 2010)
	13 millions de dollars	conditions météorologiques plus froides que la normale
Facteurs compensatoires		
Diminution	4 millions de dollars	diminution des ventes d'énergie interruptible
	2 millions de dollars	réduction de la charge, principalement résidentielle

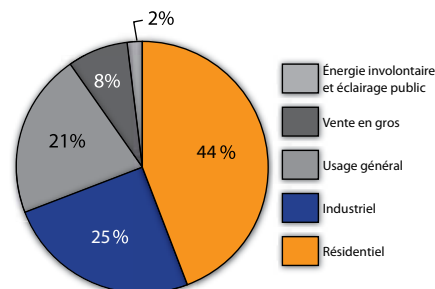
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province (millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Produits	250 \$	229 \$	217 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution)	9%	5%	11%
GWh	2 994	2 326	1 891
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	29%	23%	(19%)

Vue d'ensemble Analysis des produits (En millions de dollars)



Ventes d'énergie à l'intérieur de la province



Principaux facteurs contribuant à l'écart des ventes à l'extérieur de la province d'un exercice à l'autre

En 2010/11, les ventes d'énergie à l'extérieur de la province ont augmenté de 21 millions de dollars ou de 9 % en comparaison à 2009/10. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre:

Produits	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	54 millions de dollars	volumes plus élevés, principalement en raison de nouveaux contrats avec des clients dans l'État du Maine.
Facteurs compensatoires		
Diminution	34 millions de dollars	prix du marché plus faible.

Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement de :

- la location de chauffe-eau
- des frais d'utilisation des poteaux
- tarif point à point
- sous-produits de production, et
- des frais pour les travailleurs détachés à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (System Operator) (interrompu durant l'année parce que les employés ont été transférés à l'Exploitant du réseau).

Résultats des produits divers

Les produits divers se sont chiffrés à 51 millions de dollars en 2010/11, une diminution de 8 millions de dollars par rapport à 2009/10. Cette diminution résulte principalement de la conclusion d'un contrat avec l'Exploitant du réseau pour les travailleurs secondés, et la baisse des produits lié au tarif point à point.

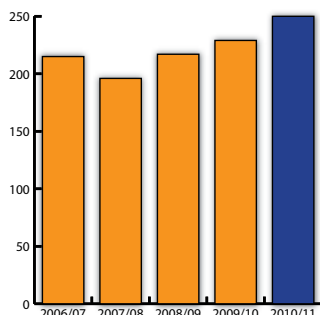
Produits de transport

Les produits de transport

- proviennent des frais récupérés auprès de l'Exploitant du réseau pour respecter les exigences relatives aux produits de transport
- sont en grande partie atténués par les dépenses de transport versées à l'Exploitant du réseau relativement à ce qui suit :
 - service de réseau
 - frais de raccordement
 - tarif point à point, et
 - services d'ordonnancement.

Produits de l'extérieur de la province

(En millions de dollars)



RESULTATS D'UN EXERCICE A L'AUTRE - CHARGES

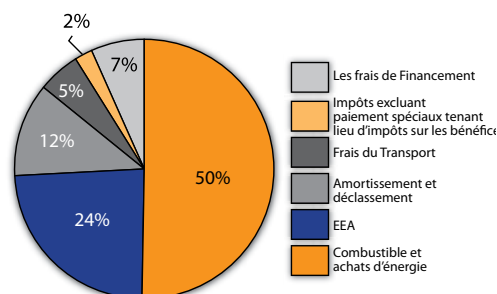
Introduction

La présente section contient un bref compte rendu des dépenses d'Énergie NB au cours de l'exercice, et par rapport aux années précédentes.

Aperçu des charges

Charges (en millions de dollars)	2010/11		2009/10		2008/09	
	\$	%	\$	%	\$	%
Combustible et achats d'énergie	874 \$	50%	887 \$	47%	869 \$	49%
Exploitation, entretien et administration	416	24	447	24	415	23
Amortissement et déclassement	199	11	199	10	186	11
Transport	90	5	86	5	82	5
Impôts	40	2	40	2	43	2
Frais de financement	114	6	132	7	140	8
Dépréciation d'actifs à long terme	0	0	161	8	0	0
Paievements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfiques	32	2	(53)	(3)	34	2
Total	1 765 \$	100%	1 899 \$	100%	1 769 \$	100%
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre		(7%)		7%		14%

Dépenses totales



Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges d'un exercice à l'autre

Le total des charges a diminué de 134 millions de dollars à \$ 1 765 millions de dollars en 2010/11. Cette diminution est surtout attribuable aux facteurs suivants:

Charges	Changements	Raisons
Facteurs contributifs		
Dépréciation des actifs à long terme	diminution de 161 millions de dollars	dévaluation de la centrale de Dalhousie en raison de la dépréciation en 2009-10
Les couts d'exploitation, d'entretien et d'administration	diminution de 31 millions de dollars	<ul style="list-style-type: none"> Initiative de réductions des coûts <ul style="list-style-type: none"> coûts inférieurs des services embauchés et matériaux en raison de réductions ciblées coûts inférieurs en heures supplémentaires et main d'œuvre coûts inférieurs en main d'œuvre liés à la fermeture de NB Coal et la conclusion d'un accord de service d'employés détachés avec l'Exploitant de réseau charges de retraite plus faible partiellement compensée par coûts inférieurs en main d'œuvre alloués au capital hausse de la charge de retraite anticipée liée à l'initiative de réduction du personnel le 30 juin 2010 règlement d'un contrat de fourniture de gypse
Frais de financement	diminution de 18 millions de dollars	des frais d'intérêt plus bas principalement liés à des niveaux d'endettement plus faibles (autres que la dette associée à des projets d'immobilisations en cours) et la baisse des taux d'intérêt à long terme
Les frais de combustible et d'achats d'énergie	diminution de 13 millions de dollars	<ul style="list-style-type: none"> baisse globale des coûts de production un règlement unique d'un approvisionnement en combustible et d'un accord d'entreposage résultant en une réduction des coûts partiellement compensé par l'augmentation des volumes globaux requis diminution des flux hydrauliques
Facteurs compensateurs		
Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	augmentation de 85 millions de dollars	en raison de la hausse des bénéfices

Frais de combustible et d'achats d'énergie

Frais de combustible et d'achats d'énergie (en millions)	2010/11		2009/10		2008/09	
	\$	%	\$	%	\$	%
Hydro	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0	0
Thermique	254	29	409	46	380	44
Achats	620	71	478	54	489	56
Total	874 \$	100%	887 \$	100%	869 \$	100%
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre		(1%)		2%		48%

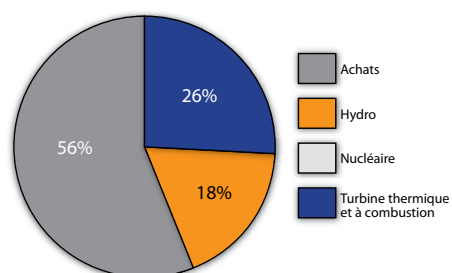
Principaux facteurs contribuant aux écarts des frais de combustible et d'achats d'énergie d'un exercice à l'autre

Le coût de combustible et d'achats d'énergie a été de 874 millions de dollars en 2010/11, soit une diminution de 13 millions de dollars ou 1 % de 2009/10.

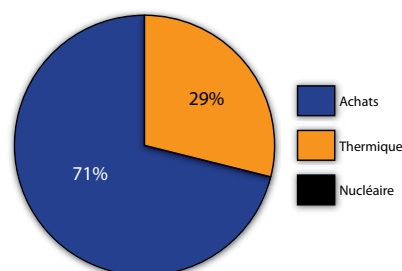
La diminution des coûts de combustible et d'achats d'énergie d'un exercice à l'autre est surtout attribuable aux facteurs suivants :

Frais de combustible et d'achats d'énergie	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Diminution	53 millions de dollars	coûts de production globaux inférieurs partiellement due à une décision économique d'acheter plus d'énergie plutôt que d'en produire en raison de bas prix du marché.
Diminution	9 millions de dollars	un règlement unique d'un approvisionnement en combustible et un accord d'entreposage résultant en une réduction des coûts
Facteurs compensatoires		
Augmentation	44 millions de dollars	augmentation des volumes globaux requis
Augmentation	5 millions de dollars	diminution des flux hydrauliques

Production GWh



Combustibles et achats d'énergie



Exploitation, entretien et administration

Le tableau ci-dessous indique les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un exercice à l'autre.

Exploitation, entretien et administration (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	416 \$	447 \$	415 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	(7%)	8%	5%

Principaux facteurs contribuant aux écarts de charges d'exploitation, d'entretien et d'administration d'un exercice à l'autre

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont chiffrées à 416 millions de dollars en 2010/11, soit une diminution de 31 millions de dollars ou de 7% par rapport à 2009/10. Voici les changements importants:

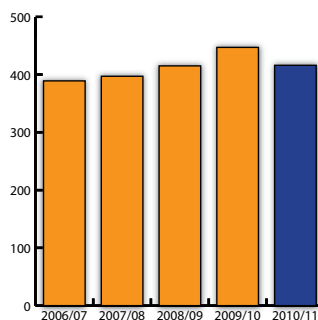
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Diminution	22 millions de dollars	économies sur l'initiative de réduction de coûts (coûts inférieurs en main d'œuvre, réduction des heures supplémentaires, coûts inférieurs des services embauchés)
Diminution	5 millions de dollars	coûts inférieurs en main d'œuvre liés à la fermeture de NB Coal en 2009/10 et la conclusion d'un accord de service d'employés détachés avec l'Exploitant de réseau
Diminution	12 millions de dollars	réduction des intérêts relatifs aux régimes de retraite et des charges d'amortissement en raison d'un rendement plus élevé sur l'actif qu'en 2009/10
Diminution	17 millions de dollars	des coûts inférieurs des services embauchés et de matériaux principalement en raison des délais liés au projet de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau
Facteurs compensatoires		
Augmentation	10 millions de dollars	coûts inférieurs en main d'œuvre alloués au capital
Augmentation	15 millions de dollars	hausse de la charge de retraite anticipée liée à l'initiative de réduction du personnel le 30 juin 2010
Augmentation	5 millions de dollars	règlement d'un contrat de fourniture de gypse

Amortissement et déclassement

Amortissement	2010/11	2009/10	2008/09
Amortissement et déclassement	199 \$	199 \$	186 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	0%	7%	(14%)

Frais d'exploitation, entretien et administration

(En millions de dollars)



Principaux facteurs contribuant aux changements à l'amortissement et au déclassement

Les coûts d'amortissement et de déclassement se sont chiffrés à 199 millions de dollars en 2010/11, donc aucun changement, en raison des facteurs principaux comme suit

Charges d'amortissement et de déclassement	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	4 millions de dollars	augmentation de l'amortissement lié à la réduction de la vie utile prévue à la centrale de Dalhousie
Augmentation	4 millions de dollars	radiation de l'équipement retiré aux centrales de Coleson Cove et de Belledune
Facteurs compensatoires		
Diminution	4 millions de dollars	prolongation de la vie utile des centrales de Millbank et de Grand Manan
Diminution	4 millions de dollars	diminution de l'amortissement en raison de l'arrêt d'exploitation de NB Coal en 2009/10

Frais de financement

Frais de financement (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Frais de financement	114 \$	132 \$	140 \$
Pourcentage (diminution) d'un exercice à l'autre	(14%)	(6%)	(20%)

Facteurs contribuant aux changements aux frais de financement

Les frais de financement se sont élevés à 114 millions de dollars en 2010-11, soit une diminution de 18 millions de dollars ou 14 % par rapport à 2009/10, principalement en raison des facteurs suivants :

Frais de financement	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Diminution	20 millions de dollars	frais d'intérêt plus bas principalement liés à des niveaux d'endettements inférieurs ainsi que des taux d'intérêt à long terme plus faibles ³

³Bien que la dette a augmenté depuis mars 2010, l'augmentation est liée à des projets d'investissements en cours et le report réglementaire. La dette totale (autres que la dette associée à des projets d'investissements en cours et le report) a été réduite depuis mars 2010, principalement en raison de flux de trésorerie positifs provenant de l'exploitation.

Paiement spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

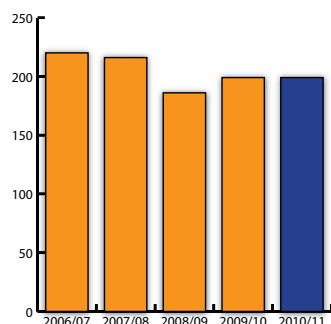
Le groupe d'Énergie NB est requis d'effectuer des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick ou récupérer des impôts déjà payés par l'application des reports rétroactifs. Ces paiements ou recouvrements sont calculés en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 28,875 %. Les paiements spéciaux (recouvrements) sont comme suit:

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	32 \$	(53) \$	34 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	160%	(255%)	(31%)

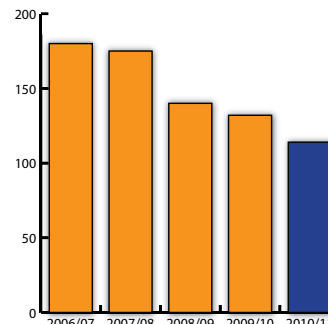
Facteurs contribuant aux changements des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (recouvrements) ont été de 32 millions de dollars en 2010/11, soit une augmentation de 85 millions de dollars par rapport à 2009/10. Cette augmentation est attribuable principalement à l'augmentation des bénéfices en raison de la dépréciation de la centrale de Dalhousie en 2009/10.

Amortissement et déclassement
(En millions de dollars)



Frais de financement
(En millions de dollars)



REPORTS REGLEMENTAIRES

Report réglementaire – Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Background

Contexte

Un report réglementaire légiféré⁴ a été créé pour les coûts autres qu'en capital encourus durant la remise à neuf de la centrale nucléaire. Cette remise à neuf aidera à assurer la production d'électricité pour les générations futures de clients. Le report et l'amortissement de ces coûts au cours de la vie utile de la centrale établissent l'équité intergénérationnelle. Le report comprend :

- les coûts de la période d'Énergie nucléaire NB (déduction faite de tout produits)
- des coûts supplémentaires de production d'énergie qui sont facturés à Distribution Énergie NB par Production Énergie NB durant les travaux de remise à neuf.

⁴ L'article 143.1 de la Loi sur l'électricité qui prévoit la création de ce report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Distribution Énergie NB doit recouvrer ces montants au cours de la vie utile de la centrale de Point Lepreau remise à neuf. Ces montants doivent être pris en compte dans les frais, les taux et les droits facturés aux clients de Distribution Énergie NB.

Incidence des bénéfices avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

En 2010/11, 197 millions de dollars liés aux coûts de la période et en coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie ont été reportés.

Ce report comprend :

- des coûts de la période de 164 millions de dollars
- des coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie de 33 millions de dollars

En plus de l'ajustement du report réglementaire dans l'état des résultats, les charges d'intérêts reliés au projet de remise à neuf au coût de 27 millions de dollars ont été reportées, ce qui a mené à une baisse des frais de financement dans l'année.

Report réglementaire - le règlement de poursuite contre PDVSA

Contexte

Le 23 août 2007, la Commission de l'énergie et des services publics (CESP) a approuvé la création d'un compte de report pour retourner aux clients les avantages du règlement de la poursuite contre PDVSA de façon échelonnée. Le report est distribué aux clients sur 17 ans pour mieux assortir les avantages aux clients qui paieront le coût de la remise à neuf de Coleson Cove. Au cours de l'année, le dernier transfert de combustible lié au contrat à long terme a été reçu.

Incidence sur les bénéfices avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

En 2010/11, 19 millions de dollars en ajustements de coûts découlant du règlement de la poursuite, qui comprend un ajustement comptable de l'évaluation à la valeur de marché, ont été reportés. Les ajustements de report comprenaient :

- l'actualisation du bénéfice pour les clients : 24 millions de dollars
- un ajustement comptable des pertes d'évaluation à la valeur de marché, prévu dans le contrat d'approvisionnement en combustible à long terme - 23 millions de dollars

atténués par

- économies d'amortissement et d'intérêts à la suite du règlement de la poursuite (les économies d'intérêts augmenteront à mesure que le montant du règlement est reçu) - 27 millions de dollars
- un ajustement des coûts pour les chargements reçus : 1 millions de dollars

Le bénéfice net ajusté pour éliminer les effets de la réglementation comptable

Comme une entité à tarif réglementé, Énergie NB applique la comptabilité réglementaire. Si Énergie NB n'appliquait pas la comptabilité réglementaire, alors le bénéfice net (perte) avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices serait comme suit:

	2011	2010
Bénéfice net (perte) avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	99	(170)
Moins le report réglementaire	(216)	(147)
Bénéfice net (perte) avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ajusté pour éliminer les effets de la réglementation comptable	(117)	(317)

INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe conclut des contrats à terme de matières premières. Les incidences comptables de ces instruments financiers sont illustrées dans la note 27 des états financiers.

LIQUIDITES ET RESSOURCES EN CAPITAL

Introduction

Ceci fournit un aperçu de la liquidité et les ressources en capital d'Énergie NB. Les deux principaux points d'impact sur la la dette d'Énergie NB sont les dépenses d'investissement et les flux de trésorerie en provenance de l'exploitation.

Dette totale⁵

Dette totale (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Dette à long terme	3 967 \$	3 580 \$	3 464 \$
Endettement à court terme	483	673	450
Dette totale	4 450	4 253	3 914
Dette / capital	94%	96%	93%
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation / dette totale	0.07	0.06	0.07

⁵Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon les dates d'échéance de la dette et les besoins d'investissement capitaux. Depuis la restructuration du 1er octobre 2004, le groupe émet des obligations à long et à court termes à la Corporation financière de l'électricité. En vertu de l'autorité que lui confère la Loi sur l'électricité, la Corporation financière de l'électricité émet des titres de créance au nom du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Facteurs ayant une incidence sur la dette

Changement dans la dette totale (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Dette totale - 1 ^{er} avril	4 253 \$	3 914 \$	3 435 \$
Exigences de la dette:			
Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	120	195	265
Report de la centrale de Point Lepreau	224	210	238
Autres exigences	118	176	195
Remboursements de la dette au cours de l'année	(265)	(242)	(219)
Dette totale - 31 mars	4 450 \$	4 253 \$	3 914 \$

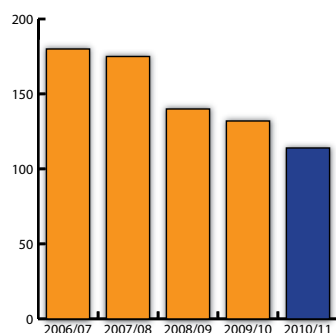
Changement au niveau de la dette totale d'un exercice à l'autre

La dette totale a augmenté de 197 millions de dollars en 2010/11 en raison des exigences suivantes

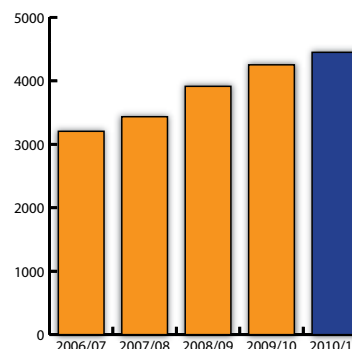
- 120 millions de dollars de dépenses d'investissements sur le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau
- 224 millions de dollars pour les coûts reportés (les coûts de la période d'Énergie Nucléaire NB et les coûts d'énergie supplémentaire encourus pendant la remise à neuf seront récupérés par des taux au cours de la vie de la centrale de Point Lepreau)
- 118 millions de dollars liés aux dépenses régulières d'investissement, les dépenses de déclassement, et la diminution du fond de roulement

Ces exigences de dette ont été partiellement compensées par les remboursements de dette au cours de l'année de 265 millions de dollars.

Dépenses d'investissement
(En millions de dollars)



Dette nette totale
(En millions de dollars)



Décaissements libres

Réduction (augmentation) de la dette nette (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation	293 \$	245 \$	273 \$
Dépenses d'investissement	(238)	(356)	(438)
Recouvrement des investissements (liés aux livraisons de combustible reçues de PDVSA)	55	106	57
Diminution (augmentation) du fonds de roulement	(36)	(65)	(60)
Fonds au titre du déclassé nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié – versements et bénéfices	(22)	(21)	(35)
Dépenses de déclassé	(10)	(7)	(2)
Reports réglementaires, excluant les ajustements à l'évaluation de la valeur de marché	(224)	(230)	(255)
Décaissements libres	(182) \$	(328) \$	(460) \$
Dividendes versé	(9)	(13)	(13)
Variation de la trésorerie	(6)	2	(6)
Augmentation de la dette totale	197 \$	339 \$	479 \$

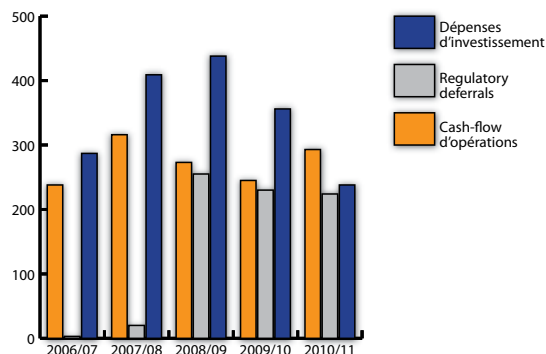
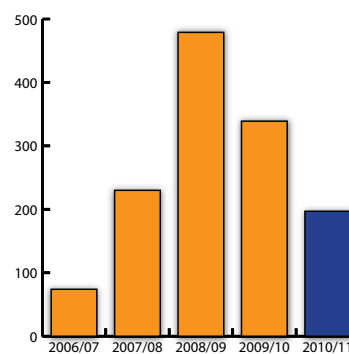
Facteurs contribuant aux changements des décaissements libres

Les décaissements libres ont été de 182 millions de dollars en 2010/11, soit une diminution de 146 millions de dollars par rapport à 2009/10. Les principales raisons de la diminution sont

Diminution des décaissements libres	Principalement en raison de
Facteurs contributifs	
Diminution des dépenses d'investissement	<ul style="list-style-type: none"> projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, les dépenses régulières d'investissement
Diminution des reports réglementaires (excluant les ajustements à la valeur de marché)	changements nets aux reports réglementaires liés au projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et au règlement de la poursuite contre PDVSA
Augmentation des flux de trésorerie en provenance de l'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> hausse du bénéfice en partie compensée par diminution des montants facturés à l'exploitation n'exigeant pas de paiement comptant (principalement en raison de la dépréciation de la centrale de Dalhousie en 2009/10)

Dépenses d'investissement

Dépenses d'investissement (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Dépenses d'investissement majeures du projet	124 \$	212 \$	289 \$
Dépenses d'investissement régulières du projet	120 \$	154 \$	163 \$
Contributions des clients et produits de la vente d'actifs	(6) \$	(10) \$	(14) \$
Total des dépenses d'investissements	238 \$	356 \$	438 \$

Composants des flux de trésorerie
(En millions de dollars)**Augmentation de la dette**
(En millions de dollars)

Facteurs contribuant aux changements des dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement, net du produit de la vente d'actifs et des contributions des clients, se sont chiffrées à 238 million de dollars en 2010/11. Cette diminution d'un exercice à l'autre de 118 millions de dollars ou 33 % s'explique essentiellement par les éléments suivants :

Dépenses d'investissement	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Diminution	87 millions de dollars	la réduction des dépenses du projet de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et l'achèvement d'amélioration de la turbine
Diminution	31 millions de dollars	la réduction des dépenses d'investissement régulières

Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation

Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation (en millions de dollars)	2010/11	2009/10	2008/09
Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation	293 \$	245 \$	273 \$
Pourcentage d'augmentation (diminution) d'un exercice à l'autre	20%	(10%)	(14%)

Facteurs contribuant aux changements des flux de trésorerie en provenance de l'exploitation

En 2010/11, les flux de trésorerie en provenance de l'exploitation ont augmenté de 48 millions de dollars à 293 millions de dollars. Cette augmentation résulte des facteurs suivants :

Flux de trésorerie en provenance de l'exploitation	Montant	Raisons
Facteurs contributifs		
Augmentation	184 millions de dollars	augmentation du bénéfice net
Facteurs compensatoires		
Diminution	136 millions de dollars	diminution des montants facturés à l'exploitation n'exigeant pas de paiement comptant (principalement en raison de la dépréciation de la centrale de Dalhousie en 2009/10)

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES CRITIQUES

Introduction

Ceci fournit un aperçu des conventions comptables d'Énergie NB qui ont changé.

Sujet	But
Modifications de conventions comptables pour l'exercice 2011	Aucun changement n'a eu d'incidence sur les états financiers au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2011.
Prochain changement : Normes internationales d'information financière (IFRS)	Description des changements requis que la Corporation devra apporter dans l'avenir en vue de l'adoption des normes IFRS.

Changements futurs aux Normes internationales d'information financière (IFRS)

Contexte

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé l'adoption des IFRS au lieu des PCGR canadiens pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. En septembre 2010, le Conseil des normes comptables du Canada a permis aux entreprises avec des activités à tarifs réglementés de différer d'un an la mise en œuvre des IFRS. La plupart des services publics à tarifs réglementés au Canada, y compris Énergie NB, ont rencontré les exigences pour le report et ont choisi de reporter la mise en œuvre. La date de transition pour le groupe d'Énergie NB est avril 2012. Cela nécessitera le retraitement, à des fins comparatives, des montants déclarés par le Groupe pour son exercice terminé le 31 mars 2012, et du bilan d'ouverture au 1er avril 2011.

Progrès à ce jour et à l'évaluation des impacts

Une équipe de projet est en place pour effectuer un travail fondamentale du projet et un comité de direction est en place pour aider à la gouvernance du projet. Des mises à jour de l'état du projet sont fournies au comité de vérification.

Le groupe a terminé les activités de diagnostic et d'évaluation de son plan de transition. Les différences entre les PCGR canadiens et les IFRS ont été déterminés et la Corporation a presque complété la détermination de l'impact sur __les politiques, processus, systèmes et les états financiers lors de l'adoption. Le Groupe anticipe un travail important autour de la détermination des soldes d'ouverture dans l'état cumulé de la situation financière, et une augmentation significative de la divulgation résultant de l'adoption des IFRS. Les domaines avec des différences importantes qui auront un impact sur le Groupe comprennent: pratiques comptables réglementaires, immobilisations, avantages sociaux des employés, obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Des redressements seront apportés aux bénéfices non répartis lors de la transition.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Actuellement, les IFRS ne contiennent aucune norme particulière permettant la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. En décembre 2008, l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») a modifié son programme pour y inclure un projet lié à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Un exposé-sondage a été publié en juillet 2009 avec une période d'appel à commentaires de 120 jours. Les réponses à cet exposé-sondage ont été nombreuses et contradictoires. L'IASB n'est pas prévu d'aborder cette question avant l'implémentation des Normes internationales d'information financière (IFRS). Énergie NB recherche actuellement des options pour tenir compte des reports réglementaires selon les normes IFRS.

ESTIMATIONS COMPTABLES SIGNIFICATIVES

Veillez vous référer à la note 4 (0) des états financiers pour une liste des estimations comptables significatives d'Énergie NB.



Les états financiers combinés de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la « Corporation ») ont été dressés par la direction, qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse des données. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont ceux généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens et la mise à jour des dossiers. Parmi ces contrôles et procédures, notons ce qui suit :

- la protection du système et divers contrôles financiers;
- des normes de qualité pour le recrutement et la formation des employés;
- un code de conduite;
- une structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités;
- la responsabilisation en matière de rendement;
- la communication des politiques et des lignes directrices au sein de la Corporation.


Les contrôles internes sont analysés et évalués par des programmes de vérification qui sont soigneusement examinés par des vérificateurs externes.

La responsabilité finale des états financiers incombe au Conseil d'administration. Le conseil est aidé en ça par le comité de vérification, qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes en vue d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la Direction pour mettre en oeuvre les recommandations émises. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la Direction et avec les vérificateurs internes et externes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Le comité de vérification analyse les états financiers et les recommande au conseil d'administration afin qu'il les approuve.

Les vérificateurs externes de la Corporation, Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en effectuant les tests et les procédures qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre du rapport des vérificateurs. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et de leurs conclusions relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Corporation et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.



Gaëtan Thomas
President and CEO



Darren Murphy
VP Finance and CFO

Le 10 juin 2011

À l'honorable Graydon Nicholas,
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick,
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons effectué l'audit des états financiers cumulés ci-joints de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (la « Corporation »), qui comprennent le bilan cumulé au 31 mars 2011, et les états cumulés des résultats, du résultat étendu, (du déficit) des bénéfices non répartis, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

La Direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers cumulés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers cumulés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers cumulés, sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers cumulés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en oeuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers cumulés. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers cumulés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers cumulés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers cumulés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

À notre avis, les états financiers cumulés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Corporation au 31 mars 2011, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.



Comptables agréés
Le 10 juin 2011

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

BILAN CUMULÉ (en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2011	2010
Produits		
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province (note 3)	1 246 \$	1 207
À l'extérieur de la province (note 6)	250	229
Produits liés au transport (note 26)	91	91
Produits divers	51	59
(Perte) gain sur la créance à long terme et les contrats connexes (note 14)	(22)	49
	1 616	1 635 \$
Charges		
Combustible et achats d'énergie	874	887
Frais de transport (note 26)	90	86
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	416	447
Amortissement et déclassement (note 7)	199	199
Impôts (note 8)	40	40
	1 619	1 659
Perte avant les éléments ci-dessous :	(3)	(24)
Frais de financement (note 9)	114	132
Perte pour dépréciation d'immobilisations corporelles (note 10)	-	161
Reports réglementaires (notes 3, 15)	(216)	(147)
Bénéfice (perte) avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	99	(170)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie) (note 11)	32	(53)
Bénéfice net (perte nette)	67 \$	(117) \$

ÉTAT CUMULÉ (DU DÉFICIT) DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (en millions)

Pour les exercices clos les 31 mars	2011	2010
(Déficit) bénéfices non répartis au début	(91) \$	\$39 \$
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	67	(117)
Dividendes déclarés (note 26)	(9)	(13)
(Déficit) à la fin	(33) \$	(91) \$

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK


BILAN CUMULÉ (en millions)

Aux 31 mars	2011		2010	
Actif à court terme				
Trésorerie	10	\$	4	\$
Débiteurs (note 26)	266		307	
Matières, fournitures et combustible	252		205	
Charges payées d'avance	9		9	
Tranche à court terme de la créance à long terme (note 14)	-		77	
Tranche à court terme des actifs dérivés (note 27)	5		11	
	542		613	
Immobilisations corporelles (note 16)				
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	7 717		7 509	
Moins : amortissement cumulé	3 944		3 806	
	3 773		3 703	
Actif à long terme				
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié (note 17)	497		461	
Actifs dérivés (note 27)	13		-	
Actifs réglementaires (note 15)	728		482	
Autres actifs (note 18)	4		5	
	1,242		948	
Autres actifs				
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	2		16	
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices - autres éléments du résultat étendu (note 27)	-		27	
Actif incorporel (note 19)	20		21	
Prestations de retraite reportées (note 20)	53		52	
	75		116	
Actif total	5 632	\$	5 379	\$

Au Nom De La Corporation De Portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick



Ed Barrett
Président du conseil



Gaëtan Thomas
Président - directeur général

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

BILAN CUMULÉ (en millions)

Aux 31 mars	2011		2010	
Passif à court terme				
Dette à court terme (note 21)	483	\$	673	\$
Créditeurs et charges à payer (note 26)	199		229	
Intérêts courus (note 26)	38		35	
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 22)	550		99	
Tranche à court terme des passifs dérivés (note 27)	27		118	
	1 297		1 154	
Dette à long terme (note 22)				
Débetures	3 417		3 481	
Passif reporté				
Déclassement des centrales et gestion du combustible nucléaire irradié (note 23)	489		471	
Autres (note 24)	107		95	
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices - autres éléments du résultat étendu (note 27)	5		-	
Passifs dérivés (note 27)	11		4	
	612		570	
Capitaux propres				
Capital-actions (note 12)	140		140	
Surplus d'apport (note 13)	187		187	
Cumul des autres éléments du résultat étendu	12		(62)	
(Déficit)	(33)		(91)	
	306		174	
Total du passif et des capitaux propres	5 632	\$	5 379	\$

Engagements, éventualités et garanties (note 29)

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT CUMULÉ DU RÉSULTAT ÉTENDU (en millions)

Pour les exercices clos le 31 mars	2011		2010	
Bénéfice net (perte nette)	67	\$	(117)	\$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts				
Gain net (perte nette) non réalisé(e) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ¹	4		(108)	
Gain net non réalisé lié à l'évaluation à la valeur de marché des fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire ²	11		5	
	15		(103)	
Reclassement aux résultats des dérivés réglés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	59		102	
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts	74		(1)	
Résultat étendu	141		(118)	

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU (en millions)

Pour les exercices clos le 31 mars	2011		2010	
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début	(62)	\$	(61)	\$
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	74		(1)	
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin	12	\$	(62)	\$

¹ Déduction faite des impôts de 2 m\$ pour l'exercice clos le 31 mars 2011, comparativement à une économie d'impôts de 47 m\$ au 31 mars 2010.

² Déduction faite des impôts de 4 m\$ pour l'exercice clos le 31 mars 2011, comparativement à 2 m\$ au 31 mars 2010.

³ Déduction faite des impôts de 24 m\$ pour l'exercice clos le 31 mars 2011, comparativement à 45 m\$ au 31 mars 2010.

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT CUMULÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE (en millions)

Pour les exercices clos le 31 mars	2011	2010
Activités d'exploitation		
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	67 \$	(117) \$
Montants imputés ou crédités à l'exploitation, mais n'entraînant pas de sorties de fonds (note 25)	226	362
	293	245
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(22)	(21)
Dépenses liées au déclassement et à la gestion du combustible nucléaire irradié	(10)	(7)
Reports réglementaires excluant les ajustements à la valeur de marché (note 15)	(224)	(230)
Variation nette des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	(36)	(65)
	1	(78)
Activités d'investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du produit de la cession d'immobilisations et de la contribution de clients	(238)	(356)
Recouvrement de dépenses en immobilisations (livraisons reçues) (note 14)	55	106
	(183)	(250)
Activités de financement		
Remboursement de la dette	(100)	(414)
Produit de l'émission de la dette à long terme	487	530
(Diminution) augmentation de la dette à court terme	(190)	223
Dividendes payés	(9)	(13)
	188	326
Rentrées (sorties) nettes	6	(2)
Trésorerie au début	4	6
Trésorerie à la fin	10 \$	4 \$

1. CONSTITUTION ET STRUCTURE ORGANISATIONNELLE

Constitution

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (« Énergie NB ») a été constituée en société de la Couronne de la province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick*. En 2004, Énergie NB a poursuivi ses activités sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick (« Holding Énergie NB ») avec de nouvelles filiales d'exploitation (collectivement, le « groupe Énergie NB » ou le « Groupe »). Ces filiales sont les suivantes :

- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (« Production Énergie NB »)
 - celle-ci comprend la New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (« Coleson Cove ») et Mine Reclamation Inc. (auparavant NB Coal Limited);
- la Corporation d'énergie nucléaire du Nouveau-Brunswick (« Énergie nucléaire NB »);
- la Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (« Transport Énergie NB »);
- la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (« Distribution Énergie NB »).

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers cumulés ci-joints ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers cumulés comprennent les comptes de Holding Énergie NB et ceux de ses filiales, énumérées ci-dessus.

3. RÉGLEMENTATION DES TARIFS

La présente note porte sur l'incidence de la réglementation des tarifs sur les filiales d'exploitation assujetties à cette réglementation, soit Transport Énergie NB et Distribution Énergie NB.

Transport Énergie NB

Facteurs

Les principaux facteurs qui jouent un rôle en ce qui a trait à la réglementation à laquelle est assujettie Transport Énergie NB sont les suivants :

Facteur	Fonction
Tarif d'accès au réseau de transport (le « TART »)	Établit <ul style="list-style-type: none"> • Donne un accès non discriminatoire au réseau de transport de la province aux entités qui produisent et qui vendent de l'énergie ainsi qu'aux clients, qu'ils soient situés à l'intérieur ou à l'extérieur de la province. • Établit la façon dont le groupe Énergie NB génère des produits lui permettant d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport.
Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (la « CESP »)	Surveille et régleme le TART.
Exploitant du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Conçoit et gère le TART • Perçoit les revenus provenant des clients de distribution – incluant Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et Distribution Énergie NB – et rembourse Transport Énergie NB de manière à combler ses besoins en revenus.

Prévision liée au rendement

On s'attend à ce que Transport Énergie NB perçoive des produits suffisants pour couvrir ses coûts et obtenir un rendement des capitaux propres. Un rendement de 9,5 % (à l'intérieur d'une fourchette variant de 8,5 % à 10,5 %) ainsi qu'une structure du capital composée à 65 % de dettes et à 35 % de capitaux propres ont été approuvés par l'organisme de réglementation dont Transport Énergie NB relève.

Distribution Énergie NB

Distribution Énergie NB est réglementée en vertu d'un système de réglementation des tarifs selon lequel les majorations moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou au pourcentage de variation de l'indice moyen des prix à la consommation, selon le montant le plus élevé, sont assujetties à l'approbation réglementaire de la CESP. En vertu de l'article 24(1) de la Loi sur la Commission de l'énergie et des services publics, le ministre de l'Énergie peut ordonner à la CESP d'évaluer la nécessité d'augmenter les tarifs de 3 % ou moins et de lui en faire rapport.

Actifs et passifs réglementaires

Des actifs ou passifs réglementaires peuvent découler du processus d'établissement des tarifs. Si toutes les conditions sont respectées, les bilans de Transport Énergie NB et de Distribution Énergie NB peuvent contenir :

- des actifs réglementaires, lesquels représentent les produits futurs attribuables à certains coûts engagés au cours de la période visée ou des périodes antérieures et que l'on prévoit recouvrer des clients au cours des périodes ultérieures grâce au processus d'établissement des tarifs;
- des passifs réglementaires, lesquels représentent les futures baisses ou restrictions d'augmentation des produits imputables aux montants que l'on prévoit rembourser aux clients.

Tous les montants reportés à titre d'actif ou de passif réglementaire sont assujettis à la législation ou à une approbation réglementaire. Ainsi :

- les organismes de réglementation pourraient modifier les montants assujettis au report, auquel cas la modification serait immédiatement reflétée dans les états financiers;
- certaines périodes de recouvrement ou de règlement résiduelles sont celles prévues par la direction, et les périodes de recouvrement ou de règlement réelles pourraient être différentes du fait d'une approbation réglementaire.

En ce qui a trait au report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, la *Loi sur l'électricité* a été modifiée afin d'inclure des directives concernant le traitement particulier des coûts engagés.

En ce qui a trait au report réglementaire lié au règlement de la poursuite contre PDVSA (se reporter à la note 15), la CESP a statué sur la façon dont les avantages du règlement seraient transférés aux clients.

Transport Énergie NB

Au 31 mars 2011, Transport Énergie NB affichait un actif réglementaire lié à la provision pour fonds utilisés durant la construction, lequel est inclus dans les immobilisations corporelles (se reporter à la note 16). La CESP permet que la provision pour fonds utilisés pendant la construction en cours soit capitalisée mensuellement en ce qui a trait aux projets d'immobilisations. La provision pour fonds utilisés pendant la construction est établie selon le coût moyen pondéré du capital de Transport Énergie NB et elle est amortie sur la durée de vie future de l'actif connexe. Elle devrait être recouvrable à même le TART.

Distribution Énergie NB

Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Au 31 mars 2011, Distribution Énergie NB affichait un actif au titre d'un report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (se reporter à la note 15). Cet actif comprend :

- les coûts de la période habituels (déduction faite de tout produit) engagés par Énergie nucléaire NB;
- les coûts d'achat de l'énergie de remplacement engagés par Production Énergie NB au cours de la période de remise à neuf;
- déduction faite des frais inclus dans les tarifs actuels.

Ces montants seront :

- recouvrés auprès des clients sur la durée de vie utile de la centrale remise à neuf;
- reflétés dans les frais, tarifs et droits que demande Distribution Énergie NB aux clients (paragraphe 143.1 de la *Loi sur l'électricité*).

Règlement de la poursuite contre PDVSA

Au 31 mars 2011, Distribution Énergie NB affichait un actif au titre d'un report réglementaire lié au règlement de la poursuite contre PDVSA (se reporter à la note 15). Les avantages du règlement seront :

- amortis sur la durée de vie utile de 23 ans de la centrale de Coleson Cove;
- crédités aux clients en versements échelonnés sur 17 ans, tel qu'il a été approuvé par la CESP.

Le report réglementaire reflète l'obligation de Distribution Énergie NB de porter au crédit des clients, sous forme de réduction des tarifs, les avantages nets du règlement. Ce report réglementaire constitue un actif puisque les avantages nets du règlement sont transférés aux clients avant qu'ils ne soient comptabilisés par le Groupe.

Résultat net ajusté pour éliminer l'incidence de la comptabilité réglementaire

À titre d'entité à tarifs réglementés, Énergie NB applique la comptabilité réglementaire. Si Énergie NB n'avait pas appliqué la comptabilité réglementaire, le bénéfice net (la perte nette) avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices se serait présenté(e) comme suit :

	2011	2010
Bénéfice net (perte nette) avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	99	(170)
Moins : report réglementaire	(216)	(147)
Bénéfice net (perte nette) avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ajusté(e) pour éliminer l'incidence de la comptabilité réglementaire	(117)	(317)

4. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

Cette note présente les conventions comptables utilisées dans la préparation des états financiers et comprend les rubriques suivantes :

- Stocks de matières, de fournitures et de combustible
- Immobilisations corporelles
- Actif incorporel
- Opérations de change
- Dettes à long terme
- Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
- Régimes de retraite
- Allocations de retraite
- Régimes de retraite anticipée
- Produits
- Instruments financiers
- Dérivés
- Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts
- Consolidation des entités à détenteurs de droits variables
- Utilisation d'estimations

a. Stocks de matières, de fournitures et de combustible

Les stocks de matières, de fournitures et de combustible, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au coût selon la méthode du premier entré, premier sorti.

b. Immobilisations corporelles

Coût des ajouts

Le coût des ajouts aux immobilisations corporelles comprend le coût initial :

- des services de sous-traitance;
 - de la main-d'œuvre directe et du matériel;
 - des intérêts et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction;
 - des frais indirects d'administration;
 - des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations;
 - de la valeur de récupération;
 - des autres frais liés aux projets d'immobilisations;
- moins :
- les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service;
 - les contributions aux frais de construction, qui comprennent les montants reçus des clients ainsi que les subventions pour la recherche et le développement;
 - le recouvrement de capital provenant du règlement de poursuites et des réclamations d'assurance.

Déclassement de centrales et gestion de combustible nucléaire irradié

Les immobilisations corporelles comprennent aussi la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations relatives :

- à la gestion de combustible nucléaire irradié;
- au déclassement des centrales nucléaire et thermiques.

Les intérêts engagés durant la construction sont capitalisés

mensuellement, en fonction du coût moyen pondéré des emprunts à long terme, sauf dans le cas de Transport Énergie NB, pour laquelle la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est capitalisée mensuellement pour les projets d'investissement en fonction du coût moyen pondéré du capital.

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, moins le démontage et la récupération, est porté au débit de l'amortissement cumulé, comme le juge approprié la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (maintenant la « CESP »).

Amortissement des actifs

L'amortissement de tous les actifs est calculé à des taux permettant d'amortir leur coût net sur leur durée de vie utile estimative.

Durée d'utilisation prévue

La durée d'utilisation prévue des immobilisations corporelles est analysée périodiquement, et toute révision est appliquée prospectivement.

Les principales catégories d'immobilisations corporelles sont amorties au moyen de la méthode de l'amortissement linéaire selon leur durée d'utilisation estimative comme suit :

Actifs	Années
Centrales électriques	
Centrale nucléaire ⁴	de 25 à 50
Centrales hydroélectriques	de 35 à 100
Centrales thermiques	de 25 à 35
Centrales à turbine à combustion	25
Réseau de transport	de 45 à 60
Postes et sous-stations	de 25 à 60
Réseau de distribution	de 16 à 40
Bâtiments	de 40 à 50
Système de communication et systèmes informatiques	de 3 à 15
Véhicules	de 3 à 18

⁴La durée de vie utile de la centrale nucléaire est calculée en fonction de sa remise à neuf.

Constataion des pertes de valeur

Le Groupe procède à un test de dépréciation de ses immobilisations corporelles lorsque le contexte indique que la valeur des flux de trésorerie nets futurs estimatifs non actualisés pourrait être inférieure à la valeur comptable nette des actifs. S'il y a dépréciation, une perte de valeur d'un montant équivalant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur sera constatée.

c. Actif incorporel

L'actif incorporel est inscrit au bilan, au coût, et est amorti sur sa durée de vie utile estimative (50 ans).

d. Opérations de change

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère :

- peuvent être couverts au moyen de l'acquisition d'un contrat de change à terme;
- sont convertis en dollars canadiens comme suit :

Si un contrat de change à terme	le taux de change utilisé correspond au
n'est pas conclu,	taux de change en vigueur à la date du bilan.
est conclu,	taux de change stipulé dans le contrat.

Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont inscrits dans les résultats.

e. Dette à long terme

La dette à long terme est classée comme autres passifs aux fins de la comptabilisation des instruments financiers et est comptabilisée au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif (se reporter à la note 4k). La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur de marché ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres de créance assortis de conditions et d'échéances analogues. Les escomptes et les primes sur débentures ainsi que les intérêts reportés ayant trait au financement de la dette sont amortis sur la durée des émissions concernées. Ces frais du service de la dette non amortis sont inclus dans la dette à long terme.

f. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Ci-après sont présentées les conventions comptables relatives aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ainsi que des renseignements à l'égard :

- des centrales nucléaire et thermiques;
- des centrales hydroélectriques ainsi que des actifs des réseaux de transport et de distribution.

Centrales nucléaire et thermiques

Le groupe Énergie NB pourvoit aux coûts estimatifs futurs relatifs à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales nucléaire et thermiques pour que les emplacements ne soient plus, par conséquent, assujettis à un usage restreint.

Calcul des coûts prévus

Les coûts futurs prévus sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses concernant :

- les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement des centrales nucléaire et thermiques;
- le coût du transport des matières nucléaires vers des installations de stockage permanent;
- les estimations des taux d'inflation futurs.

Le Groupe met périodiquement ses calculs à jour en raison :

- des progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié;
- des modifications apportées aux diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs.

Le groupe Énergie NB constate ces passifs en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent.

Méthode de calcul

La Société de gestion des déchets nucléaires a été créée conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*. La méthode utilisée par le groupe Énergie NB pour calculer le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est conforme aux recommandations de la Société de gestion des déchets nucléaires, telles qu'elles ont été approuvées par Ressources naturelles Canada.

Coûts comptabilisés comme passif

La valeur actualisée estimative des coûts suivants a été comptabilisée comme passif au 31 mars 2011 :

- les coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié qui doivent être engagés quel que soit le volume de combustible irradié;
- les coûts variables des activités de gestion du combustible nucléaire irradié afin de tenir compte des volumes réels de combustible irradié jusqu'au 31 mars 2011;
- les coûts de déclassement des centrales nucléaire et thermiques à la fin de leur durée de vie utile.

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est augmenté pour tenir compte des grappes de combustible nucléaire utilisées chaque année, et les montants correspondants sont comptabilisés comme frais de combustible à l'état des résultats.

Les dépenses courantes engagées dans le cadre des activités suivantes sont imputées aux comptes du passif :

- la gestion du combustible nucléaire irradié;
- le déclassement des centrales nucléaire et thermiques.

Charge de désactualisation

La désactualisation représente l'augmentation de la valeur comptable du passif en raison de l'écoulement du temps.

La désactualisation est calculée pour les passifs liés à la gestion du combustible nucléaire irradié ainsi qu'au déclassement des centrales nucléaire et thermiques. Plus précisément, la charge de désactualisation est :

- calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit du Groupe;
- incluse dans la charge d'amortissement.

Centrales hydroélectriques et actifs des réseaux de transport et de distribution

En ce qui a trait aux centrales hydroélectriques ainsi qu'aux actifs des réseaux de transport et de distribution, aucune date de mise hors service ne peut être déterminée. Par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement.

- **Centrales hydroélectriques**
Le Groupe n'a pour l'instant aucunement l'intention de déclasser ses centrales hydroélectriques et n'en a pas l'obligation juridique. Grâce à des travaux d'entretien ou de remise à neuf, il est prévu que les actifs seront utilisés dans un avenir prévisible.
- **Actifs des réseaux de transport et de distribution**
Le Groupe prévoit utiliser la majeure partie de ses actifs des réseaux de transport et de distribution pour une durée indéterminée.

Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que le Groupe a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

g. Régimes de retraite

Ci-après sont présentées les conventions comptables liées aux régimes de retraite ainsi que des renseignements à l'égard :

- des régimes en vigueur;
- de la méthode utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées;
- du rendement prévu de l'actif du régime;
- des gains et des pertes actuariels;
- de l'actif transitoire.

Régimes en vigueur

Les salariés du groupe Énergie NB, à l'exception des salariés de Mine Reclamation Inc., souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Mine Reclamation Inc. maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées pour ses employés.

Le Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick consiste en un régime interentreprises à prestations déterminées. Des précisions sur ce régime sont présentées ci-après.

Aspect	Précisions
Prestations de retraite	Établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés.
Accroissement	Annuellement, selon l'indice des prix à la consommation, jusqu'à un maximum de 5 % ou de 6 % selon la date du départ à la retraite.
Cotisations	Le Groupe et ses salariés versent des cotisations au régime comme le stipule la <i>Loi sur la pension de retraite dans les services publics</i> et ses règlements.

Méthode utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées

La méthode de répartition des prestations a été utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées. Cette méthode fait appel à de complexes calculs actuariels reposant sur plusieurs hypothèses, dont les taux d'actualisation, les taux de rendement prévus des actifs au titre des régimes, les augmentations de salaire projetées, l'âge de départ à la retraite, les taux de mortalité et de cessation d'emploi.

Rendement prévu de l'actif au titre du régime

Le rendement prévu de l'actif au titre du régime de retraite est fondé sur le taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime ainsi que sur sa valeur de marché.

Gains et pertes actuariels

Les gains et les pertes actuariels excédant 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur de l'actif au titre du régime de retraite au début de l'exercice, selon le montant le plus élevé, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

Actif transitoire

L'actif transitoire correspond à la juste valeur de marché de l'actif au titre du régime de retraite moins l'obligation au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1^{er} avril 2000, et est amorti sur la durée moyenne du reste de la carrière active du groupe de salariés.

h. Allocations de retraite

Le groupe Énergie NB a constitué, pour les salariés, un régime d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu.

La valeur actualisée des obligations au titre des allocations de retraite constituées :

- est fondée sur des calculs actuariels;
- tient compte des hypothèses les plus probables de la direction en ce qui a trait aux projections des salaires et des traitements jusqu'à la date prévue du départ à la retraite;
- est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés

i. Régimes de retraite anticipée

La valeur actualisée des coûts estimatifs futurs anticipés des régimes de retraite est imputée aux résultats dans l'exercice où les programmes sont acceptés par les salariés, sans tenir compte de la date à laquelle les versements sont réellement effectués.

j. Produits

Constataion des produits

Le groupe Énergie NB constate les produits :

- lorsqu'il existe une preuve convaincante qu'un accord a été conclu;
- lorsque la livraison a eu lieu;
- lorsque le prix demandé à l'utilisateur est déterminé ou déterminable;
- lorsque le recouvrement est raisonnablement assuré.

Fréquence de la facturation

La facturation se fait sur une base mensuelle, conformément au tableau ci-dessous. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin d'une période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

Type de clientèle	Fréquence de la facturation
<ul style="list-style-type: none"> • résidentielle • usage général • majeure partie de la clientèle industrielle 	sur une base cyclique (c.-à-d. que la date de facturation mensuelle varie d'un client à l'autre).
<ul style="list-style-type: none"> • transport industriel à l'extérieur de la province 	à la fin de chaque mois.

k. Instruments financiers

Un instrument financier correspond à tout contrat qui donne lieu à un actif financier pour une entité et à un passif financier ou un instrument de capitaux propres pour une autre entité (p. ex. débiteurs/créditeurs).

Les actifs et les passifs financiers sont initialement constatés à la juste valeur, et leur évaluation ultérieure dépend de leur classement tel qu'il est décrit ci-dessous. Leur classement est fonction de l'objectif de l'émission ou de l'acquisition des instruments financiers et de leurs caractéristiques. Les instruments sont désignés comme faisant partie d'une des cinq catégories suivantes :

- Détenus à des fins de transaction;
- Prêts et créances;
- Disponibles à la vente;
- Autres passifs;
- Détenus jusqu'à l'échéance.

Détenus à des fins de transaction

Les actifs et les passifs financiers de cette catégorie sont généralement acquis en vue d'être revendus avant leur échéance. Le Groupe peut décider de désigner tout actif ou passif financier comme détenu à des fins de transaction..

Les actifs suivants sont classés comme détenus à des fins de transaction :

- la trésorerie;
- la créance à long terme;
- les actifs dérivés ne faisant pas partie d'une relation de couverture.

Les passifs suivants sont classés comme détenus à des fins de transaction :

- les passifs dérivés ne faisant pas partie d'une relation de couverture.

Le Groupe n'a désigné aucun passif financier non dérivé comme détenu à des fins de transaction.

Comptabilisation des actifs et des passifs détenus à des fins de transaction

Ces actifs et passifs sont évalués à la juste valeur à la date du bilan. Les variations de la juste valeur sont incluses dans le bénéfice net. Ces variations comprennent :

- les intérêts gagnés;
- les intérêts courus;
- les gains et les pertes réalisés;
- les gains et les pertes non réalisés.

Prêts et créances

Les prêts et créances comprennent les débiteurs et sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente correspondent aux actifs financiers non dérivés qui ne sont pas classés comme prêts et créances ou comme des placements détenus jusqu'à leur échéance ou détenus à des fins de transaction. Les actifs disponibles à la vente comprennent :

- les fonds liés au déclassement de la centrale nucléaire;
- les fonds liés à la gestion de combustible irradié.

Comptabilisation des actifs disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente sont comptabilisés comme suit :

Actif	Traitement comptable
Actifs pour lesquels un cours est disponible sur un marché actif	comptabilisés à la juste valeur et <ul style="list-style-type: none"> • les gains et les pertes non réalisés ne sont pas inclus dans le bénéfice net, mais sont plutôt constatés dans les autres éléments du résultat étendu; • les gains et les pertes sont transférés au bénéfice net au moment de leur réalisation.
Actifs pour lesquels aucun cours n'est disponible sur un marché actif	comptabilisés au coût.

Les intérêts sur les actifs financiers disponibles à la vente portant intérêt sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Autres passifs

Tous les passifs financiers du Groupe, à l'exception des passifs dérivés désignés comme détenus à des fins de transaction, sont inclus dans cette catégorie. Ils sont comptabilisés au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Méthode du taux d'intérêt effectif et coûts de transaction

Le groupe Énergie NB utilise la méthode du taux d'intérêt effectif pour constater les intérêts créditeurs ou les intérêts débiteurs sur les instruments financiers susmentionnés. La méthode du taux d'intérêt effectif permet d'actualiser les sorties de trésorerie futures estimatives sur la durée de vie prévue d'un instrument ou sur une période plus courte, selon le cas, de manière à obtenir la valeur comptable nette à la date du bilan. Le calcul tient compte des éléments suivants qui sont gagnés ou engagés :

- les coûts de transaction;
- les frais;
- les primes;
- les escomptes.

Les coûts de transaction liés aux instruments détenus à des fins de transaction sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

Juste valeur

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur sont classés selon une hiérarchie des évaluations à la juste valeur comportant trois niveaux (se reporter à la note 27). La hiérarchie est établie en fonction des données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur.

1. Dérivés

Un dérivé est un instrument financier ou un autre contrat respectant les trois caractéristiques suivantes :

- sa valeur fluctue en fonction d'une variable sous-jacente (p. ex. un indice boursier);
- le placement net initial requis est nul ou minime;
- il sera réglé à une date future.

En vertu des contrats dérivés, le Groupe règle des montants selon l'écart entre un prix variable mensuel cumulatif fondé sur un indice et un prix fixe. Le prix fixe qui découle de ce calcul est reflété dans le bénéfice net.

Utilisation des dérivés et documentation connexe

Le Groupe utilise des dérivés pour gérer ou couvrir certaines expositions. Il n'utilise pas les dérivés à des fins de spéculation ou de négociation. Certains instruments financiers dérivés détenus par le Groupe sont admissibles à la comptabilité de couverture. Pour déterminer quels instruments sont admissibles à la comptabilité de couverture, le Groupe constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard :

- de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts au moment de leur établissement;
- de son évaluation de l'efficacité de la relation de couverture;
- des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture.

Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est lié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée.

Comptabilisation des dérivés

Les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture sont constatés à la juste valeur dans le bilan. La comptabilisation des variations de la juste valeur dépend de l'efficacité du dérivé à titre de couverture. En général, un dérivé constitue une couverture efficace d'un autre élément lorsque les variations de leur juste valeur ou de leurs flux de trésorerie respectifs se contrebalancent presque parfaitement. En raison de la nature de certaines relations de couverture, la juste valeur ou les flux de trésorerie ne se contrebalancent pas parfaitement, ce qui correspond à la tranche inefficace de la couverture.

Les différentes tranches de la variation de la juste valeur d'un dérivé sont comptabilisées comme suit :

La tranche	est comptabilisée dans
efficace	les autres éléments du résultat étendu, hors du bénéfice net de l'exercice.
inefficace	le bénéfice net.

Si un instrument de couverture est vendu ou résilié avant son échéance, ou s'il cesse d'être efficace à titre de couverture :

- le Groupe cesse alors d'appliquer la comptabilité de couverture à cet instrument;
- tout gain ou perte constaté antérieurement dans les autres éléments du résultat étendu est immédiatement comptabilisé en résultat net.

m. Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

Le groupe Énergie NB, à l'exception de Mine Reclamation Inc., est tenu, en vertu de la *Loi sur l'électricité*, de faire des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (se reporter à la note 26). Le total des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts se compose de ce qui suit :

- une composante impôts sur les bénéfices en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 28,88 % pour l'exercice clos le 31 mars 2011, comparativement à 31,00 % pour l'exercice clos le 31 mars 2010;
- une composante impôts sur le capital fondée sur les règles fiscales des grandes sociétés qui font partie de la *Loi de l'impôt sur le revenu du Nouveau-Brunswick*, le taux d'impôt sur le capital du Nouveau-Brunswick étant de 0 % au 31 mars 2011, comparativement à 0 % au 31 mars 2010;
- les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les autres éléments du résultat étendu en fonction d'un taux de 28,88 % pour l'exercice clos le 31 mars 2011, comparativement à 31,00 % pour l'exercice clos le 31 mars 2010.

Le Groupe constate également l'économie au titre de paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices résultant de pertes d'une période lorsqu'il est plus probable qu'improbable qu'un bénéfice suffisant sera généré dans des périodes ultérieures pour contrebalancer les pertes subies antérieurement.

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sont calculés au niveau des filiales d'exploitation.

n. Consolidation des entités à détenteurs de droits variables

Une « entité à détenteurs de droits variables » est une entité assujettie à la consolidation conformément aux dispositions de la note d'orientation concernant la comptabilité NOC-15 de l'ICCA.

Le groupe Énergie NB possède plusieurs droits variables sous forme de contrats d'achat d'énergie avec des sociétés tierces. Le Groupe n'a pas consolidé les résultats financiers de ces entités tierces.

Raisonnement relatif à tous les contrats à l'exception d'un de ceux-ci

Pour tous les contrats en question à l'exception d'un de ceux-ci, il a été déterminé qu'un montant négligeable de variabilité est absorbé par le Groupe relativement aux contrats visés et que, par conséquent, la consolidation n'est pas de mise.

Raisonnement relatif au contrat faisant l'objet d'une exception

Il existe un contrat d'achat d'énergie concernant l'achat de toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction de 90 MW dont la production a commencé en décembre 2004. Pour l'exercice clos le 31 mars 2011, les achats effectués en vertu de ce contrat se sont élevés à 42 millions de dollars, comparativement à 41 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2010.

Le Groupe n'a pas été en mesure d'obtenir l'information nécessaire et, par conséquent, il n'a pu évaluer si la société tierce est une entité à détenteurs de droits variables. Le Groupe n'a donc pas consolidé les résultats financiers de cette entité tierce.

o. Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur :

- les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers;
- les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de l'exercice.

Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Le tableau suivant présente les notes qui font référence à ces estimations.

Note	Estimation
Note 4j	Produits (estimations des montants facturés)
Note 7	Amortissement et déclassement des immobilisations corporelles
Note 14	Créance à long terme
Note 15	Actifs et passifs réglementaires
Note 17	Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 20	Prestations de retraite reportées
Note 23	Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 24	Passifs reportés – autres
Note 27	Instruments financiers
Note 29	Engagements, éventualités et garanties

5. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Modifications de conventions au cours de l'exercice clos le 31 mars 2011

Au cours de l'exercice clos le 31 mars 2011, aucun changement n'a eu d'incidence sur les états financiers.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière (IFRS)

Le tableau suivant présente les questions relatives à la mise en œuvre des IFRS ainsi que leur incidence sur le groupe Énergie NB.

Dates importante

Date	Event
Septembre 2010	Le Conseil des normes comptables (le « CNC ») a permis aux sociétés qui exercent des activités à tarifs réglementés de reporter d'une année la mise en œuvre des IFRS. Le groupe Énergie NB répondait aux critères d'admissibilité et a choisi de reporter la mise en œuvre des IFRS jusqu'à l'exercice qui sera clos le 31 mars 2013.
1 ^{er} avril 2012	Date de transition pour le groupe Énergie NB À des fins de comparaison, il sera nécessaire de procéder au retraitement des montants présentés par le Groupe pour son exercice qui sera clos le 31 mars 2012 ainsi que du bilan d'ouverture au 1 ^{er} avril 2011.

6. PRODUITS PROVENANT DE L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE

Produits provenant de l'extérieur de la province se détaillent comme suit :

	2011	2010
Clients aux États-Unis	116 \$	88 \$
Clients au Canada	134	141
Produits provenant de l'extérieur de la province	250 \$	229 \$

7. AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

Amortissement et déclassement

	2011	2010
Amortissement	171 \$	173 \$
Déclassement	28	26
Amortissement et déclassement	199 \$	199 \$

8. IMPÔTS

Impôts

	2011	2010
Impôts fonciers	23 \$	23 \$
Impôts sur les services publics et les emprises	17	17
Paievements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux ⁵	-	-
Impôts	40 \$	40 \$

⁵Le taux d'impôt sur le capital du Nouveau-Brunswick était de 0 % au 31 mars 2011 (0 % au 31 mars 2010).

9. FRAIS DE FINANCEMENT

	2011	2010
Intérêts débiteurs (note 26)	202 \$	197 \$
Moins les revenus tirés des fonds en fiducie et des autres placements	(21)	(22)
	181	175
Frais de gestion du portefeuille de la dette (note 26)	28	26
Amortissements des escomptes et des primes	1	3
Pertes de change réalisées	1	4
	211	208
Moins les intérêts capitalisés	(97)	(76)
Frais de financement	114 \$	132 \$

Intérêts versés au cours de l'exercice

Les intérêts versés au cours de l'exercice sont de 200 millions de dollars, comparativement à 193 millions de dollars en 2010. Les intérêts perçus sur les placements au cours de l'exercice se chiffrent à 22 millions de dollars, comparativement à 21 millions de dollars en 2010.

10. PROLONGATION DE LA DURÉE DE VIE UTILE

En 2010, une réduction de valeur a été enregistrée par suite de la dépréciation découlant de l'intention de fermer la centrale de Dalhousie le 31 mars 2011 et de la déclasser. En 2011, la durée de vie de la centrale a été prolongée jusqu'au 31 mars 2012. La valeur comptable nette résiduelle au 31 mars 2010, soit 34 millions de dollars, sera amortie en parts égales sur les exercices qui seront clos les 31 mars 2011 et le 31 mars 2012.

Valeur comptable nette avant la perte de valeur de 2010	195 \$
Perte de valeur de l'exercice 2009-2010	(161)
Valeur comptable nette après la perte de valeur (31 mars 2010)	34
Amortissement en 2011	(17)
Valeur comptable nette au 31 mars 2011	17 \$

11. PAIEMENTS SPÉCIAUX TENANT LIEU D'IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Ci-après sont présentés les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices du groupe Énergie NB ainsi que des renseignements sur les éléments suivants :

- les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices pour l'exercice;
- les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices – autres éléments du résultat étendu.

Paiements spéciaux pour l'exercice

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie) se détaillent comme suit :

	2011	2010
Bénéfice (perte) avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	99 \$	(170) \$
Perte non assujettie à des paiements tenant lieu d'impôts sur	8	15
Bénéfice (perte) assujetti(e) à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	107	(155)
Taux d'imposition	28.88%	31.00%
	31	(48)
Écart de taux lié au report de perte en arrière	1	(5)
	32 \$	(53) \$

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices versés au cours de l'exercice se sont élevés à 27 millions de dollars, comparativement à 8 millions de dollars en 2010.

Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices – autres éléments du résultat étendu

Les paiements spéciaux futurs au titre des autres éléments du résultat étendu se détaillent comme suit :

	2011	2010
Autres éléments du résultat étendu avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	104 \$	(1) \$
Taux d'imposition	28.88%	31.00%
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	30 \$	\$-

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices sont calculés séparément pour chacune des entreprises.

12. CAPITAL-ACTIONS

Le groupe Énergie NB, avec l'approbation de la Corporation financière, est autorisé à émettre un nombre illimité d'actions de catégories A et B sans valeur nominale.

Le capital-actions émis et en circulation se détaille comme suit :

	Catégorie A	Catégorie B
Nombre d'actions	1	1 006
Avec ou sans droit de vote	Avec droit de vote	Sans droit de vote
Actionnaire	Ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick	Corporation financière
Valeur	Nominale	140 \$ (valeur attribuée)
Droit aux dividendes	Le détenteur d'actions de catégorie A ne peut recevoir de dividendes tant que des actions de catégorie B demeurent en circulation.	Le détenteur d'actions de catégorie B a le droit de recevoir des dividendes lorsqu'ils sont déclarés par le conseil d'administration. Le pourcentage désigné des dividendes déclarés peut varier au gré de l'actionnaire et selon la situation financière du Groupe. Les dividendes sont déclarés par Transport Énergie NB et payés par les filiales d'exploitation.

13. GESTION DU CAPITAL

L'objectif du Groupe à l'égard de sa structure du capital consiste à maintenir un accès efficace au capital à long terme au coût le moins élevé possible pour les clients. Les emprunts du Groupe sont conclus avec la Corporation financière, laquelle agit à titre d'agent pour le Groupe, et sont garantis par la province du Nouveau-Brunswick. Le Groupe est essentiellement financé au moyen de capitaux empruntés.

La structure du capital du Groupe comprend les éléments suivants :

Aux 31 mars	2011	2010
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	550 \$	99 \$
Moins : trésorerie	10	4
	540	95
Dette à court terme	483	673
Dette à long terme	3 417	3 481
Capital-actions	140	140
Surplus d'apport	187	187
Déficit	(33)	(91)
Total du capital	4 734	4 485
Pourcentage de la dette nette dans la structure du capital	94%	95%

14. CRÉANCE À LONG TERME

Ci-après sont présentés les éléments liés au règlement de la poursuite contre Petroleos de Venezuela S.A. (« PDVSA ») ainsi que des renseignements sur les éléments suivants :

- le montant et les modalités du règlement;
- l'utilisation et la comptabilisation du montant du règlement.

Montant et modalités du règlement

Le 3 août 2007, le groupe Énergie NB a réglé une poursuite contre PDVSA pour un montant total de 333 millions de dollars. Le règlement se détaille comme suit :

Montant	Modalités du règlement
115 millions de dollars	Versé par PDVSA au moment de la signature.
218 millions de dollars	PDVSA s'est engagée à livrer une quantité précise de combustible dans l'avenir. Le Groupe a calculé la valeur de l'engagement au moment du règlement, d'après : <ul style="list-style-type: none"> • les prix à terme; • les dates de livraison prévues.

Utilisation et comptabilisation du montant du règlement

Le règlement de la poursuite permet au Groupe de recouvrer une partie de son investissement lié à la préparation de la centrale de Coleson Cove pour recevoir et brûler de l'Orimulsion®. Par conséquent, la plus grande partie du montant du règlement, soit 304 millions de dollars, a été portée en réduction de la valeur comptable nette de la centrale.

Le Groupe constatera les avantages du règlement de la poursuite au moyen d'une réduction des intérêts et de l'amortissement découlant de :

- la diminution du niveau d'endettement;
- la diminution de la valeur comptable nette de la centrale de Coleson Cove.

Au cours de l'exercice 2010/2011, le règlement a donné lieu à :

- une baisse des intérêts débiteurs de 13 millions de dollars;
- une diminution de l'amortissement de 14 millions de dollars en raison de la réduction de la valeur comptable nette de la centrale.

Finalement, l'avantage net du règlement sera accumulé au moyen d'un report réglementaire et crédité aux clients au moyen de réductions de taux échelonnées sur une période de 17 ans, conformément à l'approbation de la CESP (se reporter à la note 3).

Créance à long terme	2011	2010
Solde d'ouverture	77 \$	147 \$
Livraisons reçues	(55)	(106)
	22	41
(Perte) gain sur la créance à long terme et les couvertures connexes ⁶	(22)	49
Ajustements de coûts réalisés	(1)	16
Ajustements non réalisés découlant de l'évaluation à la valeur de marché des couvertures connexes ⁷	1	(29)
	(22)	36
	-	77
Moins : tranche à court terme	-	(77)
Solde de clôture	- \$	- \$

⁶ Les ajustements découlant de l'évaluation à la valeur de marché sont temporaires et se résorberont lorsque toutes les livraisons de combustible auront été reçues. Au 31 mars 2011, toutes les livraisons ont été reçues. La perte de 22 millions de dollars de l'exercice correspond à la contrepassation des gains non réalisés découlant de l'évaluation à la valeur de marché.

⁷ (La perte) le gain non réalisé(e) sur les couvertures connexes est constaté(e) dans les actifs ou les passifs dérivés.

15. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Distribution Énergie NB a comptabilisé des actifs réglementaires totalisant 728 millions de dollars au 31 mars 2011, comparativement à 482 millions de dollars au 31 mars 2010. Le tableau suivant présente un rapprochement des deux actifs réglementaires.

Actif (passif) réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA	2011	2010
Solde d'ouverture	33 \$	77 \$
Ajustement du report dans l'état des résultats		
Économie au titre de l'amortissement et des intérêts	(27)	(21)
Perte (gain) non réalisé(e) découlant de l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme	22	(36)
Perte (gain) non réalisé(e) découlant de l'évaluation à la valeur de marché des couvertures de contrats de fret connexes	1	(29)
Ajustement des coûts sur les livraisons reçues	(1)	16
Avantage échelonné pour les clients ⁸	24	24
	19	(46)
Intérêts sur le report	3	2
	22	(44)
Solde de clôture	55 \$	33 \$
Actif réglementaire – Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	2011	2010
Solde d'ouverture	449 \$	240 \$
Ajustement du report dans l'état des résultats		
Coûts engagés au cours de la période	164	176
Coûts additionnels liés à l'approvisionnement en énergie	239	223
Compensation pour les coûts inclus dans les tarifs actuels	(206)	(206)
	197	193
Intérêts sur le report	27	16
Solde de clôture	673 \$	449 \$
Total des actifs réglementaires	728 \$	482 \$

⁸Représente la tranche relative à l'exercice considéré des avantages prévus découlant du règlement de la poursuite, lesquels sont crédités aux clients sous forme de versements échelonnés sur une période de 17 ans.

Ajustement du bénéfice (de la perte) en fonction du report réglementaire	2011	2010
Règlement de la poursuite contre PDVSA	19 \$	(46) \$
Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	197	193
Ajustement du bénéfice (de la perte) en fonction du report réglementaire	216 \$	147 \$

16. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Le coût, l'amortissement cumulé et la valeur comptable nette des immobilisations corporelles se détaillent comme suit :

	2011		2010	
	Coût	Valeur	Coût	Valeur
Centrales électriques	4 404 \$	2 839 \$	4 365 \$	2 747 \$
Réseau de transport	366	176	358	169
Postes et sous-stations	524	298	512	287
Réseau de distribution	839	425	825	409
Bâtiments et propriétés	62	38	62	37
Système de communication et systèmes informatiques	148	115	142	106
Matériel minier	-	-	-	-
Véhicules	72	39	68	37
Actifs divers	36	14	34	14
Construction en cours	1 266	-	1 143	-
Total	7 717 \$	3 944 \$	7 509 \$	3 806 \$

Les coûts de construction en cours liés à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau s'élevaient à 1 062 millions de dollars au 31 mars 2011, comparativement à 942 millions de dollars au 31 mars 2010.

La charge liée au coût des capitaux propres (provision pour fonds utilisés durant la construction) pour 2011 s'est établie à 1 million de dollars, comparativement à 1 million de dollars en 2010.

17. FONDS AU TITRE DU DÉCLASSEMENT DE LA CENTRALE NUCLÉAIRE ET DE LA GESTION DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE IRRADIÉ

Ci-après sont présentés les fonds distincts constitués par le groupe Énergie NB au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié ainsi que des renseignements sur les éléments suivants :

- les exigences relatives aux fonds;
- les fonds du groupe Énergie NB;
- l'état des fonds du groupe Énergie NB.

Exigences relatives aux fonds

La Loi sur les déchets de combustible nucléaire oblige les propriétaires de combustible nucléaire irradié au Canada à constituer un fonds en fiducie pour financer la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. En juin 2007, le gouvernement du Canada a annoncé sa décision d'accepter le plan de stockage à long terme proposé par la Société de gestion des déchets nucléaires, une entité créée en vertu de la Loi sur les déchets de combustible nucléaire et détenue par les principaux propriétaires de combustible nucléaire irradié.

La Commission canadienne de sûreté nucléaire (la « CCSN ») exige que le Groupe maintienne certains fonds distincts afin de satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau. Le montant de ces fonds constitués servira à satisfaire aux exigences de la Loi sur les déchets de combustible nucléaire.

Fonds du groupe Énergie NB

Le groupe Énergie NB a constitué les fonds suivants, chacun desquels est détenu dans un compte de garde.

Fonds	Fiduciaire	Objectif	Exigences de financement
Fonds distinct au titre du déclassement et fonds distinct au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Ministre des Finances provincial	Satisfaire aux conditions des permis d'exploitation de la centrale de Point Lepreau établies par la CCSN	Établies annuellement d'après les obligations à court terme et la valeur de marché du fonds. Le montant de la cotisation pour l'exercice 2010/2011 s'est établi à néant (néant pour l'exercice 2009/2010).
Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Ministre des Finances fédéral	Respecter la <i>Loi sur les déchets de combustible nucléaire</i> et satisfaire aux exigences de la CCSN	En vertu de la Loi, le Groupe est tenu de verser une cotisation au fonds en fiducie d'un montant fondé sur la formule de financement approuvée. Le montant de la cotisation pour l'exercice 2010/2011 s'est établi à 4 millions de dollars (14 millions de dollars pour l'exercice 2009/2010).

État des fonds du groupe Énergie NB

Le tableau suivant présente l'état de chaque fonds.

	2011	2010
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire		
Fonds distinct au titre du déclassement	160 \$	148 \$
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
1. Fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié	260	246
2. Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié	77	67
	337	313
Total des fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié ⁹	497 \$	461 \$

⁹Comprend un ajustement découlant de l'évaluation à la valeur de marché de 37 millions de dollars au 31 mars 2011, comparativement à 22 millions de dollars au 31 mars 2010.

18. AUTRES ACTIFS

Le Groupe a conclu un accord de 15 ans avec un tiers pour qu'il construise et exploite une installation de séparation de cendres à la centrale Belledune afin de transformer les cendres volantes produites à l'installation. L'investissement de 6 millions de dollars en 2007 représente la quote-part du coût de l'installation exigée du Groupe. Conformément à cet accord, le Groupe percevra des redevances sur la vente des cendres transformées sur la durée de l'accord. L'investissement est amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de l'accord.

	2011	2010
Installation de séparation de cendres	4 \$	4 \$

19. ACTIF INCORPOREL

En 2008, le Groupe a fait l'acquisition de la centrale de Nepisiguit. L'acquisition comprenait un terrain, un barrage, de l'équipement et la cession d'un droit prévu par la loi pour produire de l'électricité sur la rivière Nepisiguit.

La juste valeur de marché estimative de la cession des droits était de 22 millions de dollars et est amortie sur la durée de vie restante de la centrale (50 ans).

	2011	2010
Actif incorporel	22 \$	22 \$
Amortissement cumulé	(2)	(1)
	20 \$	21 \$

20. PRESTATIONS DE RETRAITE REPORTÉES

Ci-après sont présentés des renseignements détaillés sur les prestations de retraite reportées du groupe Énergie NB ainsi que des renseignements à l'égard des éléments suivants :

- les régimes de retraite en vigueur;
- les hypothèses;
- les coûts;
- les actifs et obligations;
- les cotisations.

Régimes de retraite en vigueur

Les salariés du groupe Énergie NB, à l'exception des employés de Mine Reclamation Inc., souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick qui est décrit à la note 4 g). L'actif et le passif au titre du régime du groupe Énergie NB et du régime de Mine Reclamation Inc. sont calculés au 31 mars 2011. Les plus récentes évaluations actuarielles effectuées aux fins de la capitalisation du Régime de pension de retraite dans les services publics sont datées du 1^{er} avril 2008. La prochaine évaluation actuarielle doit être terminée au 1^{er} avril 2011.

Hypothèses

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2011 (%)	2010 (%)
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	5,75	6,30
Taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime	6,75	7,30
Augmentations salariales prévues	2,5	2,5

Coûts

Les coûts constatés et inclus dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice sont les suivants :

	2011	2010
Coût des services rendus au cours de l'exercice	17 \$	16 \$
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	75	72
(Gain réel) perte réelle sur l'actif au titre du régime	(92)	(161)
Écart entre le rendement prévu et le rendement réel de l'actif au titre du régime	20	98
Pertes actuarielles (gains actuariels) sur l'obligation au titre des prestations constituées	110	27
Écart entre la perte actuarielle constatée pour l'exercice et la perte actuarielle sur l'obligation au titre des prestations constituées pour l'exercice	(99)	(10)
Amortissement de l'actif transitoire	(3)	(3)
Perte sur règlement	-	1
Gain sur compression	-	(2)
	28 \$	38 \$

Au cours de l'exercice précédent (au 31 mars 2010), NB Coal Ltd. (aujourd'hui Mine Reclamation Inc.) a mis fin à ses activités d'exploitation du charbon. Les anciens employés de Mine Reclamation Inc. ont cessé de recevoir les avantages versés aux termes du régime à prestations déterminées.

Actifs et obligations

Les actifs et obligations découlant du Régime de pension de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de Mine Reclamation Inc. attribuables à la quote-part du Groupe de ces régimes se résument comme suit aux 31 mars :

	2011	2010
Actifs du fonds de retraite à la juste valeur	1 070 \$	987 \$
Obligation au titre des prestations constituées	(1 354)	(1 178)
Déficit du régime de retraite	(284)	(191)
Actif transitoire non amorti	(16)	(19)
Pertes non amorties	353	262
Prestations de retraite reportées	53 \$	52 \$

Cotisations

Conformément aux règlements, les cotisations se détaillent comme suit :

	2011	2010
Cotisations des employés	13 \$	13 \$
Cotisations de l'employeur	30 \$	30 \$

21. DETTE À COURT TERME

Le Groupe emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la Corporation financière. Au 31 mars 2011, la dette à court terme envers la Corporation financière était de 483 millions de dollars, comparativement à 673 millions de dollars au 31 mars 2010.

22. DETTE À LONG TERME

Le Groupe emprunte des fonds auprès de la Corporation financière pour financer ses obligations à long terme. Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard de la dette à long terme du Groupe ainsi que des éléments suivants :

- les emprunts à long terme à la fin de l'exercice;
- les échéances;
- les taux d'intérêt;
- les frais de gestion du portefeuille de la dette;
- les remboursements de capital.

Emprunts à long terme à la fin de l'exercice

Les emprunts à long terme à la fin de l'exercice se résument comme suit :

	2011	2010
Débtures détenues par la Corporation financière	4 010 \$	3 645 \$
Autres	-	1
	4 010	3 646
Escomptes et primes non amortis	(43)	(66)
	3 967	3 580
Moins : tranche à court terme	(550)	(99)
Dettes à long terme	3 417 \$	3 481 \$

Échéance

Les dates d'échéance des débtures se situent entre 2011 et 2039. Les conditions des débtures sont telles que le Groupe doit faire des remboursements annuels de un pour cent du montant initial de chaque débture à la date anniversaire de son échéance. Ces remboursements seront faits jusqu'à la date d'échéance réelle des débtures, date à laquelle le solde du capital restant sera remboursé.

Taux d'intérêt

Les débtures portent intérêt à des taux fixes variant de 3,35 % à 8,75 %. Au 31 mars 2011, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débtures en cours était de 5,15 %, comparativement à 5,23 % au 31 mars 2010.

Frais de gestion du portefeuille de la dette

Le Groupe paie à la Corporation financière des frais annuels de gestion du portefeuille de la dette se chiffrant à 0,6489 % du total de la dette à long terme et de la dette à court terme en début d'exercice.

Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme sont exigibles comme suit :

Exercices se terminant les	Remboursement de capital
31 mars 2012 – tranche à court terme	550 \$
31 mars 2013	476
31 mars 2014	180
31 mars 2015	31
31 mars 2016	334
31 mars 2017 et par la suite	2 439
Tranche à long terme	3 460 \$
	4 010 \$

23. PASSIFS AU TITRE DU DÉCLASSEMENT DES CENTRALES ET DE LA GESTION DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE IRRADIÉ

Ci-après sont présentés des renseignements sur les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations du groupe Énergie NB ainsi que sur les éléments suivants :

- la nature des passifs;
- les hypothèses utilisées pour le calcul des passifs;
- les passifs à la fin de l'exercice.

Nature des passifs

Les passifs se détaillent comme suit :

Passif	Nature	Renseignements sur le financement
Déclassement des centrales thermiques	Coût du déclassement des centrales thermiques à la fin de leur durée de vie utile.	Le passif n'est pas financé.
Déclassement de la centrale nucléaire	Coût du déclassement de la centrale nucléaire à la fin de sa durée de vie utile.	Se reporter à la note 17 pour des renseignements sur le financement de ce passif.
Gestion du combustible nucléaire irradié	Coût de la gestion à court et à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié générées par la centrale nucléaire.	Se reporter à la note 17 pour des renseignements sur le financement de ce passif.

Hypothèses utilisées pour le calcul des passifs

Les principales hypothèses sur lesquelles sont fondés les passifs se détaillent comme suit :

	Déclassement des centrales thermiques	Déclassement de la centrale nucléaire	Gestion du combustible nucléaire irradié
Montant non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif			
2011	162 \$	889 \$	585 \$
2010	160 \$	872 \$	570 \$
Raison de l'augmentation	Indexation et variation du passif découlant de la mise à jour des estimations de coûts et de la révision du calendrier des flux de trésorerie	Indexation et révision du calendrier des flux de trésorerie	Indexation
Dépenses en espèces requises jusqu'à l'an	2035	2079	2159
Taux utilisé pour actualiser les flux de trésorerie – pour la constatation initiale du passif – pour la constatation ultérieure du passif additionnel	7,1% De 5,3 à 6,3%	7,1% 5,9%	7,1% 5,2 to 5,9%
Taux d'inflation utilisé pour déterminer le montant de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations	De 1,8 % à 2,5 %	2,0%	1,8 to 3,6%

Passifs à la fin de l'exercice

Les passifs au titre du déclassement des centrales nucléaires et thermiques et de la gestion du combustible nucléaire irradié s'établissent comme suit :

Passif au titre du déclassement des centrales thermiques	2011	2010
Solde au début	93 \$	55 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	(1)	35
Plus : charge de désactualisation	6	5
Moins : dépenses	(7)	(2)
Solde à la fin	91 \$	93 \$
Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire		
Solde au début	146 \$	88 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	1	52
Plus : charge de désactualisation	8	6
Solde à la fin	155 \$	146 \$
Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début	232 \$	223 \$
Plus : charge de désactualisation	12	12
Moins : dépenses	(1)	(3)
Solde à la fin	243 \$	232 \$
Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié	489 \$	471 \$

24. PASSIFS REPORTÉS – AUTRES

Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard des autres passifs reportés du groupe Énergie NB ainsi que des éléments suivants :

- le passif au titre des prestations de retraite anticipée;
- le passif au titre des allocations de retraite;
- l'obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.

Le tableau suivant présente un sommaire des autres passifs reportés du Groupe.

	2011	2010
Régimes de retraite anticipée	70 \$	56 \$
Régime d'allocations de retraite	24	26
Autres avantages sociaux futurs à payer	6	5
Remise en état des terres de Mine Reclamation Inc.	5	3
Obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.	10	10
	115	100
Moins : montants échéant à moins de un an ¹⁰	(8)	(5)
Passifs reportés – autres	107 \$	95 \$

¹⁰Les montants échéant à moins de un an sont inclus dans les crédettes et charges à payer.

Passif au titre des prestations de retraite anticipée

Comme en fait mention la note 4 i), le groupe Énergie NB a un régime de retraite anticipée sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1^{er} avril 2008.

Le tableau suivant présente :

- les principales hypothèses établies par la direction;
- les coûts constatés pour l'exercice;
- l'obligation du Groupe à la fin de l'exercice.

	2011	2010
Hypothèses		
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	5,75%	6,30%
Coût		
Intérêt sur le passif au titre des prestations de retraite anticipée	4 \$	4 \$
Prestations spéciales de cessation d'emploi ¹¹	17	9
Coûts constatés pour l'exercice	21 \$	13 \$
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	74 \$	57 \$
Pertes non amorties	(4)	(1)
Passif au titre des prestations de retraite anticipée	70 \$	56 \$

¹¹Par suite d'un programme de réduction du personnel, des prestations spéciales de cessation d'emploi de 17 millions de dollars ont été comptabilisées au cours de l'exercice. Les prestations spéciales de cessation d'emploi de 9 millions de dollars comptabilisées au cours de l'exercice précédent découlaient de l'arrêt des activités d'exploitation de NB Coal.

Passif au titre des allocations de retraite

Comme en fait mention la note 4 h), le Groupe offre un régime d'allocations de retraite sans capitalisation. La dernière évaluation actuarielle visant à estimer le passif à ce titre date du 1^{er} avril 2008.

Hypothèses

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2011	2010
	%	%
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	5,75	6,30
Augmentations salariales prévues	2,5	2,5

Le tableau suivant présente :

- les coûts constatés pour l'exercice;
- l'obligation du Groupe à la fin de l'exercice.

	2011	2010
Coûts constatés pour l'exercice		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2 \$	2 \$
Intérêt sur le passif au titre des allocations de retraite	4	3
Perte sur règlement	-	1
Coûts constatés pour l'exercice	6 \$	6 \$
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	42 \$	41 \$
Pertes non amorties	(18)	(15)
Passif au titre des allocations de retraite	24 \$	26 \$

Obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.

Le Groupe et sa filiale, Mine Reclamation Inc., ont un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Mine Reclamation Inc. a constaté une obligation environnementale non provisionnée correspondant à la valeur nette actualisée des coûts futurs prévus selon un taux d'actualisation de 7,75 % (7,75 % en 2010).

Le passif se détaille comme suit :

	2011	2010
Solde au début	10 \$	10 \$
Plus : charge de désactualisation	1	1
Moins : dépenses	(1)	(1)
Solde à la fin	10 \$	10 \$

Flux de trésorerie requis pour régler le passif

Le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 11 millions de dollars.

25. MONTANTS IMPUTÉS OU CRÉDITÉS À L'EXPLOITATION, MAIS N'ENTRAÎNANT PAS DE SORTIES DE FONDS AU COURS DE L'EXERCICE

Les montants se détaillent comme suit :

	2011	2010
Amortissement, déclassement et gain ou perte sur cession	200 \$	197 \$
Ajustement au titre du passif de remise en état des terres	4	-
Paiement des charges liées aux programmes de retraite	9	11
Chargés de retraite moins la capitalisation connexe	(1)	7
Dépréciation d'immobilisations corporelles	-	161
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	14	(14)
	226 \$	362 \$

26. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les apparentés du groupe Énergie NB comprennent la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (la « Corporation financière »), l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'« Exploitant du réseau ») et la province du Nouveau-Brunswick.

La Corporation financière et l'Exploitant du réseau ont été constitués en vertu de la *Loi sur l'électricité* comme suit

- la Corporation financière, une corporation de la Couronne et mandataire de l'État ayant pour mandat la conversion et la répartition appropriées de la dette de Holding Énergie NB entre les filiales d'exploitation, ainsi que la prise en charge et la réduction de la tranche restante de la dette d'Énergie NB;
- l'Exploitant du réseau, un organisme à but non lucratif dont l'objectif est de diriger de façon distincte l'exploitation du marché de l'électricité et de maintenir l'adéquation et la fiabilité à long terme du réseau d'électricité.

Cette note présente les opérations conclues avec ces apparentés.

Produits et charges

Les éléments suivants des produits et des charges liés aux apparentés sont inclus dans les résultats financiers de l'exercice clos le 31 mars 2011.

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2011	2010	2011	2010
Produits				
Produits liés au transport	- \$	- \$	91 \$	91 \$
Produits divers	-	-	1	5
	-	-	92	96
Charges				
Transport d'énergie	-	-	90	86
Intérêt	202	197	-	-
Frais de gestion du portefeuille de la dette	28	26	-	-
Paievements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie)	32	(53)	-	-
	262	170	90	86

Débiteurs et créditeurs

Les soldes à recevoir et à payer liés aux apparentés suivants existaient au 31 mars 2011.

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2011	2010	2011	2010
Débiteurs	2 \$	59 \$	10 \$	11 \$
Créditeurs	4	3	10	7
Intérêts courus à payer	38	35	-	-

Les montants présentés au titre des débiteurs et des créditeurs pour les apparentés sont assujettis aux modalités de paiement usuelles applicables aux parties non apparentées.

Dividendes

Pendant l'exercice, le Groupe a déclaré des dividendes de 9 millions de dollars, comparativement à 13 millions de dollars en 2010, payables à la Corporation financière.

Dettes et garanties

Le Groupe avait une dette à payer à la Corporation financière (notes 21 et 22), dette qui est garantie par la province du Nouveau-Brunswick.

La Corporation financière a donné certaines garanties pour le Groupe à des tiers créanciers importants relativement aux ententes bancaires, aux créditeurs et aux obligations liées aux instruments financiers dérivés.

Paievements à la province du Nouveau-Brunswick

Au cours de l'exercice, le Groupe a payé à la province du Nouveau-Brunswick des impôts fonciers ainsi que des impôts sur les services publics et des emprises de 40 millions de dollars, comparativement à 40 millions de dollars en 2010 (se reporter à la note 8). Le Groupe a également fait des paievements à la Société de gestion des placements du Nouveau-Brunswick à l'égard des régimes de retraite (se reporter à la note 20).

27. INSTRUMENTS FINANCIERS

Un instrument financier (se reporter à la note 4 k) correspond à tout contrat qui donne lieu à un actif financier pour une entité et à un passif financier ou un instrument de capitaux propres pour une autre entité (p. ex. débiteurs/créditeurs).

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur représente une estimation de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence.

La juste valeur d'un instrument financier à une date déterminée (y compris la juste valeur des contrats à terme utilisés à des fins de couverture et des autres dérivés) reflète notamment les écarts entre les modalités contractuelles de l'instrument et les modalités qui sont actuellement d'usage sur le marché.

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur sont classés selon une hiérarchie des évaluations à la juste valeur comportant trois niveaux.

Niveau de la hiérarchie	Les justes valeurs sont déterminées	Comprend les instruments financiers suivants
1	au moyen de données correspondant aux prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques;	<ul style="list-style-type: none"> fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire fonds au titre de la gestion de combustible irradié autres actifs et passifs financiers (la juste valeur se rapproche de la valeur comptable en raison de leur échéance à court terme)
2	au moyen de modèles internes utilisant des prix du marché observables comme données;	<ul style="list-style-type: none"> créance à long terme actifs dérivés passifs dérivés Dette à long terme
3	au moyen de modèles internes utilisant des données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.	Le Groupe n'a actuellement aucun instrument classé dans le niveau 3.

Dates d'évaluation

Pour tous ses actifs et ses passifs financiers, le Groupe présente la juste valeur au 31 mars 2011.

Instruments financiers en cours

Ci-après sont présentés les instruments financiers en cours du Groupe au 31 mars 2011 ainsi que des renseignements à l'égard des instruments suivants.

- a. Dette à long terme
- b. Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié
- c. Créance à long terme (règlement de la poursuite contre PDVSA)
- d. Instruments dérivés constitutifs de relations de couverture
 - i. Contrats de change
 - ii. Contrats de mazout lourd
 - iii. Contrats de gaz naturel
 - iv. Contrats de charbon
 - v. Contrats de fret
 - vi. Contrats d'électricité
- e. Autres actifs et passifs financiers

a. Dette à long terme

Cet instrument financier est classé dans les autres passifs et, par conséquent, est comptabilisé à la valeur comptable dans le bilan cumulé.

Aux 31 mars, la dette à long terme du Groupe se détaillait comme suit :

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Coût (se reporter à la note 22)		3 967 \$	3 580 \$
Juste valeur	2	4 190 \$	3 797 \$

b. Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié

Cet instrument financier est classé comme disponible à la vente et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Aux 31 mars, les fonds du Groupe au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié se détaillaient comme suit :

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Coût		460 \$	439 \$
Juste valeur (se reporter à la note 17)	1	497 \$	461 \$
Gain à la valeur de marché (inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		37 \$	22 \$

c. Créance à long terme (règlement de la poursuite contre PDVSA)

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Aux 31 mars, la créance à long terme du Groupe se détaillait comme suit :

	Hierarchy level	2011	2010
Coût		- \$	55 \$
Juste valeur (se reporter à la note 14)	2	- \$	77 \$
Gain à la valeur de marché (inclus dans les bénéfices non répartis)		- \$	22 \$

d. Instruments dérivés constitutifs de relations de couverture¹²

i. Contrats de change

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition au risque de change découlant de ses exigences nettes prévues en dollars américains en concluant des contrats à terme portant sur l'échange de dollars canadiens contre des dollars américains. Au 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant au cours des 58 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Engagements d'achat nets (en millions de \$ US)		891 \$	479 \$
Taux de change moyen pondéré (\$ US/\$ CA)		1,0274	1,1008
Juste valeur (du passif)	2	(40) \$	(39) \$

¹² Un actif dérivé représente une position de valeur de marché favorable, alors qu'un passif dérivé représente une position de valeur de marché défavorable

ii. Contrats de mazout lourd

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux fluctuations du coût du mazout lourd.

Au 31 mars, le Groupe détenait des contrats nets échéant au cours des 23 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Notionnel net (en millions de barils)		0,2	0,8
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/b)		86,76 \$	61,12 \$
Juste valeur de l'actif	2	2 \$	12 \$

iii. Contrats de gaz naturel

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix du gaz naturel. Au 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant au cours des 30 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Notionnel net (en millions de BTU)		21,9	12,6
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/BTU)		6,05 \$	8,23 \$
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	4 \$	(32) \$

iv. Contrats de charbon

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix du charbon. Au 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant au cours des 14 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Notionnel net (en millions de tonnes métriques)		0,04	-
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/tonne métrique)		69,10 \$	- \$
Juste valeur de l'actif	2	2 \$	- \$

v. Contrats de fret

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Une tranche du fret de combustible du Groupe est fondée sur le prix d'un indice donné. Le Groupe couvre son exposition prévue aux fluctuations de cet indice. Au 31 mars, le Groupe ne détenait pas de contrat en cours.

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Notionnel (en tonnes métriques)		-	170,0
Moyenne pondérée du prix fixe (valeur de l'indice)		-	2 330
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	-\$	1 \$

vi. Contrats d'électricité

Cet instrument financier est classé comme détenu à des fins de transaction et est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Dans la mesure du possible, le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix de l'électricité. Ces variations ont une incidence sur :

- le prix que le Groupe reçoit pour ses ventes d'électricité à l'exportation;
- le prix que le Groupe paie pour ses achats à l'extérieur de la province.

Contrats de vente

Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats de vente d'électricité échéant au cours des 9 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Notionnel (en millions de MWh)		0,1	0,2
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MWh)		71,00 \$	71,00 \$
Juste valeur de l'actif	2	2 \$	5 \$

Contrats d'achat

Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats d'achat d'électricité échéant au cours des 59 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2011	2010
Notionnel (en millions de MWh)		7,4	3,7
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MWh)		49,48 \$	53,53 \$
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	10 \$	(55) \$

e. Autres actifs et passifs financiers**Sommaire de l'incidence des instruments financiers**

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des instruments financiers comptabilisés dans le bilan au 31 mars 2011. Cette incidence est composée :

- de la juste valeur des instruments dérivés constitutifs de relations de couverture;
- de la valeur du règlement à payer au titre des dérivés qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture;
- de la variation de la valeur de marché de la créance à long terme et du Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié

	Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Créance à long terme liée à PDVSA ¹⁴	Change	Mazout lourd	Charbon	Gaz naturel	Fret	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Total
Valeur du règlement à payer au titre des contrats à terme qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ¹³	-	-	(2)	2	-	-	-	2	(2)	-
Inclus dans le déficit	-	-	(2)	2	-	-	-	2	(2)	-
Tranche à court terme des actifs dérivés	-	-	-	-	1	-	-	-	-	4
Tranche à long terme des actifs dérivés	-	-	-	-	1	4	-	-	-	8
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié évalué à la valeur de marché (note 17)	37	-	-	-	-	-	-	-	-	37
Tranche à court terme des passifs dérivés	-	-	(27)	-	-	-	-	-	-	(27)
Tranche à long terme des passifs dérivés	-	-	(11)	-	-	-	-	-	-	(11)
Inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	37	-	(38)	-	2	4	-	-	-	12
Assets (liabilities)	37	-	(40)	2	2	4	-	2	10	17

¹³Incluse dans les débiteurs ou les créditeurs.

¹⁴Incluse dans la créance à long terme. La perte est contrebalancée par un report réglementaire.

L'incidence des instruments financiers au 31 mars 2011 correspond à un passif net de 17 millions de dollars (se reporter au tableau précédent). Le montant de 17 millions de dollars a été constaté dans le bilan et comprend :

- un montant de néant comptabilisé dans le déficit;
- un gain de 17 millions de dollars (gain de 12 millions de dollars après impôts) constaté dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Un rapprochement de ces montants est présenté dans les tableaux suivants :

Le tableau ci-dessous, qui présente l'incidence sur le déficit, comprend les instruments financiers qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture.

Incidence sur le déficit	Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Créance à long terme liée à PDVSA ¹⁵	Change	Mazout lourd	Charbon	Gaz naturel	Fret ¹⁵	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Total
Solde au 1 ^{er} avril 2010	-	22	(3)	1	-	-	-	5	(1)	24
Ajustements de l'exercice considéré										
Règlement de la poursuite et couvertures connexes évalués à la valeur de marché	-	(22)	-	-	-	-	-	-	-	(22)
Mark-to-market adjustments	-	-	(3)	6	-	-	-	-	(2)	1
Ajustements évalués à la valeur de marché	-	-	4	(5)	-	-	-	(3)	1	(3)
	-	(22)	1	1	-	-	-	(3)	(1)	(24)
Solde au 31 mars 2011	-	-	(2)	2	-	-	-	2	(2)	-

¹⁵L'incidence sur les bénéfices avant le report réglementaire de l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme et des contrats de fret relatifs aux livraisons liées au règlement de la poursuite contre PDVSA a été entièrement contrebalancée par un report réglementaire.

Le tableau ci-dessous, qui présente l'incidence sur le cumul des autres éléments du résultat étendu, comprend les instruments financiers admissibles à la comptabilité de couverture.

Incidence sur le cumul des autres éléments du résultat étendu	Fonds en fiducie au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié	Créance à long terme liée à PDVSA	Change	Mazout lourd	Charbon	Gaz naturel	Fret	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts) au 1 ^{er} avril 2010	22	-	(36)	11	-	(32)	-	-	(54)	(89)
Incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré ¹⁶	15	-	(2)	(11)	2	36	-	-	66	106
	37	-	(38)	-	2	4	-	-	12	17
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices reflétés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	(11)	-	11	-	(1)	(1)	-	-	(3)	(5)
Solde au 31 mars 2011	26	-	(27)	-	1	3	-	-	9	12

¹⁶L'incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré ne tient pas compte de l'incidence de 2 millions de dollars découlant de la modification du taux d'imposition d'un exercice à l'autre, laquelle n'est pas reflétée dans l'état du résultat étendu.

28. GESTION DU RISQUE LIÉ AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Les types de risque suivants sont présentés ci-après :

- risque de crédit;
- risque de marché;
- risque d'illiquidité.

Risque de crédit

Le risque de crédit représente le risque de perte financière qui découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations en vertu des modalités d'un instrument financier.

Gestion du risque de crédit

Afin de gérer le risque de crédit, le Groupe :

- effectue des évaluations exhaustives des contreparties avant d'octroyer du crédit;
- surveille activement et régulièrement la santé financière de ses principales contreparties ainsi que son exposition potentielle au risque connexe.

Le tableau suivant présente un sommaire de la juste valeur des instruments financiers du Groupe qui l'exposaient au risque de crédit au 31 mars :

Actif financier	catégorie	2011	2010
		Juste valeur	Juste valeur
Trésorerie	Détenus à des fins de transaction	10 \$	4 \$
Débiteurs	Prêts et créances	266	307
Créance à long terme	Détenus à des fins de transaction	-	77
Actifs dérivés	Détenus à des fins de transaction	18	11
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	Disponibles à la vente	497	461
		791 \$	860 \$

Trésorerie

Le risque de crédit lié à la trésorerie est considéré comme faible, car les fonds sont déposés auprès de banques à charte canadiennes.

Débiteurs

Les débiteurs consistent principalement en une combinaison de sommes à recevoir de clients résidentiels et commerciaux de l'intérieur et de l'extérieur de la province. Afin de réduire le risque de crédit, le Groupe surveille les débiteurs en cours et s'efforce de recouvrer les montants en souffrance.

Le tableau suivant présente un sommaire des débiteurs classés selon l'âge de la créance pour le Groupe aux 31 mars, en nombre de jours.

Débiteurs	2011	2010
Comptes clients		
Créances clients – courantes	171 \$	153 \$
De 60 à 89 jours	11	10
Plus de 90 jours	12	21
	194	184
Provision pour créances douteuses	(4)	(7)
Débiteurs divers ¹⁷	74	71
Paievements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à recevoir	2	59
	266 \$	307 \$

¹⁷Les débiteurs divers comprennent les ventes non liées à l'électricité, les montants courus et les règlements de couverture à payer.

Provision pour créances douteuses

La provision pour créances douteuses est :

- examinée sur une base régulière;
- fondée sur l'estimation des comptes en cours qui risquent d'être irrécouvrables.

Rapprochement de la provision pour créances douteuses

	2011	2010
Solde au début	7 \$	8 \$
Augmentation au cours de l'exercice	1	7
Récouvrement de mauvaises créances au cours de l'exercice	-	(1)
Radiation de mauvaises créances au cours de l'exercice	(4)	(7)
	4 \$	7 \$

Concentration du risque de crédit

Aucune concentration importante du risque de crédit n'existe en ce qui a trait aux débiteurs, car ceux-ci sont répartis entre de nombreux clients à l'intérieur et à l'extérieur de la province. Dans certains cas, le Groupe demande des dépôts ou exige des lettres de crédit.

Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié

Le Groupe limite le risque de crédit lié aux fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible irradié en investissant dans des titres liquides émis par des contreparties qui ont une bonne cote de crédit. Le portefeuille actuel est principalement composé d'obligations des gouvernements provinciaux et fédéral. Le risque de crédit lié à ces fonds est considéré comme faible.

Actifs dérivés

Le Groupe conclut des opérations sur instruments financiers dérivés seulement avec des contreparties qui ont une bonne cote de crédit. Toutes les contreparties liées aux positions en cours du Groupe ont une cote de crédit de première qualité qui leur a été attribuée par une agence de notation externe.

Le Groupe :

- surveille les limites de crédit des contreparties de façon régulière;
- exige des garanties lorsque l'exposition dépasse les limites de crédit attribuées.

Au 31 mars 2011, la concentration du risque de crédit découle des actifs dérivés, car la majeure partie du solde des actifs dérivés est liée à une petite quantité de contreparties. Cependant, comme la majeure partie du montant est lié à des banques à charte canadiennes et à d'autres institutions financières reconnues, le risque de crédit connexe est considéré comme faible.

Risque de marché

Le risque de marché représente le risque que le bénéfice ou la valeur des instruments financiers du Groupe varie en raison des fluctuations des prix du marché.

Le Groupe est exposé à une multitude de risques liés aux prix du marché, telles que les variations :

- des taux de change;
- les taux d'intérêt;
- des prix des marchandises;
- des prix du fret.

Le Groupe gère ces expositions au moyen de contrats à terme et d'autres instruments dérivés conformément aux politiques approuvées par le conseil. Le tableau suivant présente une analyse de sensibilité qui porte sur l'incidence, en dollars, de petites variations de divers taux et prix du marché. Les montants présentés sont fondés sur les volumes d'instruments financiers existants au 31 mars 2011.

(en millions de dollars)	Incidence sur le bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ¹⁸	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu avant impôts
Taux de change et taux d'intérêt		
Variation de 0,01 \$ du taux de change \$ CA/\$ US	- \$	9 \$
Variation de 0,25 % des taux d'intérêt au Canada	-	-
Variation de 0,5 % des taux de la dette à court terme	2	-
Variation de 0,5 % du rendement des placements	-	31
Prix des marchandises		
Variation de 5 \$/b du prix du mazout lourd	-	1
Variation de 1 \$/million de BTU du prix du gaz naturel	-	22
Variation de 5 \$/MWh du prix de l'électricité	-	37

¹⁸Cette incidence n'est pas incluse dans les autres éléments du résultat étendu, car les instruments financiers ne sont ni des dérivés ni des instruments admissibles à la comptabilité de couverture.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que le Groupe éprouve des difficultés à respecter ses obligations financières liées aux passifs financiers ou qu'il ne soit pas en mesure de respecter ces obligations.

Le Groupe prévoit ses besoins de financement de façon régulière afin d'être en mesure de planifier et de financer ses obligations financières lorsqu'elles arrivent à échéance. Le tableau suivant présente un sommaire des échéances contractuelles des passifs financiers du Groupe au 31 mars 2011 et pour les exercices futurs.

Passif financier	Valeur comptable	Flux de trésorerie contractuelles	2012	2013	2014	2015 et par la suite
Dettes à court terme						
Créditeurs et charges à payer	483 \$	483 \$	483 \$			
Intérêts courus	199	199	199			
Passifs dérivés	38	38	38			
Dettes à long terme						
Intérêt sur la dette à long terme	3 967	4 010	550	476	180	2 804
	-	1 817	199	169	138	1 311
	4 725 \$	6 585 \$	1 496 \$	656 \$	318 \$	4 115 \$

Le Groupe a accès à un financement suffisant pour satisfaire à ses obligations financières.

29. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Ci-après sont présentés des renseignements sur les engagements, éventualités et garanties en cours au sein d'Énergie NB

Quai de Belledune

Le Groupe a conclu un contrat de location-exploitation visant l'utilisation des installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de 20 ans et des charges annuelles d'environ 5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay

Ci-après sont présentés des renseignements sur les contrats conclus par le Groupe à l'égard de la centrale de Courtenay Bay, notamment les contrats visant les activités suivantes :

- la location d'installations;
- l'achat d'énergie et l'accès au transport d'énergie;
- le transport du gaz naturel.

Location d'installations

Le Groupe a conclu un bail visant la location d'installations qui échoit en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans.

Achat d'énergie et accès au transport d'énergie

Le Groupe a conclu un contrat d'achat d'énergie et d'accès au transport d'énergie connexe qui prend fin en 2021 et qui est assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers.

Le Groupe achètera toute l'énergie électrique produite par une unité au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW au cours de la période hivernale, allant du 1^{er} novembre au 31 mars et, à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

Transport du gaz naturel

Le Groupe a conclu un contrat échéant en 2015 portant sur le transport garanti du gaz naturel vers la centrale de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale qui est partie au contrat de location mentionné précédemment.

Contrats d'achat d'énergie

Le Groupe a conclu d'autres contrats d'achat d'énergie avec des tiers, lesquels sont présentés dans le tableau suivant :

Durée initiale du contrat	Date d'échéance	Quantité d'énergie visée	Portée du contrat d'achat
20 ans	2024	90 MW	Toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de coproduction
30 ans	2027	38,5 MW	Une capacité et une énergie de 38,5 MW provenant d'une installation de coproduction
25 ans	2033	96 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
5 ans	2014	90 MW	90 % de la totalité de l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
20 ans	2029	48 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes qui sera construit par des tiers
20 ans	2029	51 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes qui sera construit par des tiers
25 ans	2034	45 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes qui sera construit par un tiers
25 ans	2035	54 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes

Entente d'approvisionnement en combustible – Coleson Cove

Approvisionnement

Le Groupe a conclu un contrat de 10 ans échéant en 2020 portant sur l'approvisionnement en mazout de la centrale de Coleson Cove.

Livraison

Le Groupe a conclu un contrat de 10 ans échéant en 2020 portant sur la livraison de mazout au moyen d'un pipeline détenu par un tiers.

Contrat de gypse

Le Groupe a conclu un contrat de 21,5 ans échéant en 2026 portant sur la livraison de gypse synthétique à un tiers. En cas d'insuffisance de la production, le Groupe devra payer au tiers la différence entre la quantité de gypse réellement fournie et la quantité minimale convenue aux termes du contrat.

Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

Le Groupe remettra à neuf la centrale de Point Lepreau en remplaçant des composants essentiels du réacteur et en mettant à niveau d'autres systèmes clés de la centrale. On prévoit que ce projet prolongera la durée de vie de l'installation d'environ 25 ans.

Le coût total de la construction, excluant les coûts des combustibles et de l'achat d'énergie, devrait totaliser environ 1,4 milliard de dollars. Le projet devait initialement se terminer en septembre 2009, mais l'achèvement des travaux a été repoussé à l'automne 2012.

La centrale a été fermée le 28 mars 2008 pour permettre les travaux de remise à neuf et de retubage. Au 31 mars 2011, les dépenses engagées s'élevaient à 1,1 milliard de dollars (60 millions de dollars capitalisés et 1 062 millions de dollars pour la construction en cours).

Projet d'amélioration de turbines de la centrale de Point Lepreau

Le Groupe procède actuellement au remplacement de trois rotors de turbine à basse pression. Le budget alloué au projet est de 65 millions de dollars. Le projet devrait être terminé avant la fin de la période d'interruption des activités de la centrale de Point Lepreau. Au 31 mars 2011, les dépenses engagées s'élevaient à 64 millions de dollars.

Ligne de transport d'énergie

Afin d'assurer la viabilité financière du projet de la ligne de transport d'énergie internationale, la Corporation a signé des conventions d'engagement avec des fournisseurs d'électricité établis dans les Maritimes pour l'équivalent de réservations fermes de transport à long terme jusqu'à l'exercice 2032.

Réservations concernant le transport d'énergie

Aux fins de la livraison d'électricité aux marchés à l'extérieur de la province, le Groupe a conclu des ententes de réservations à long terme concernant le transport d'énergie auprès de l'Exploitant du réseau.

Contrats de services accessoires

Le groupe Énergie NB a conclu trois contrats de services accessoires avec l'Exploitant du réseau. L'obligation du Groupe est de fournir des services accessoires sur la durée d'utilisation des biens patrimoniaux (actifs de production d'énergie qui étaient déjà détenus avant la restructuration). Les services fournis portent sur :

- la puissance de réaction et le soutien de la tension;
- la commande automatique de la production;
- le fonctionnement en suivi de charge;
- la réserve de fonctionnement;
- la capacité de redémarrage à froid.

Actions en justice

Le groupe Énergie NB peut, de temps à autre, être partie à diverses actions en justice, réclamations et litiges qui surviennent dans le cours normal des activités et qui, selon les estimations raisonnables du Groupe, ne devraient pas avoir d'incidence défavorable importante sur la situation financière du groupe Énergie NB.

30. INFORMATION SECTORIELLE

Ci-après sont présentés des renseignements à l'égard des unités qui composent le groupe Énergie NB et des éléments suivants :

- les cinq unités d'exploitation du Groupe;
- les contrats intersociétés importants;
- un aperçu des données financières de l'exercice considéré et de l'exercice précédent.

Les cinq unités d'exploitation du Groupe

Le Groupe est structuré et exploité en vertu des cinq unités d'exploitation isolables suivantes.

Unité d'exploitation	Responsabilité
Production Énergie NB	Exploitation et entretien des centrales alimentées au mazout, au charbon et au diesel
Énergie nucléaire NB	Exploitation et entretien de la centrale de Point Lepreau
Transport Énergie NB	Exploitation et entretien du réseau de transport
Distribution Énergie NB	Exploitation et entretien du réseau de distribution Distribution Énergie NB est désignée comme fournisseur de services en vertu d'un contrat type pour la province du Nouveau-Brunswick et est tenue de fournir des services en vertu d'un contrat type à la clientèle résidentielle, commerciale, de commerce en gros et industrielle située partout dans la province.
Holding Énergie NB (non consolidé)	Fournir ce qui suit : <ul style="list-style-type: none"> • une orientation, des directives et du soutien stratégiques aux autres unités d'exploitation à l'égard des communications, des finances, des ressources humaines, des questions juridiques et de gouvernance ainsi que de la gestion des risques; • des services partagés sur une base de recouvrement des coûts.

Contrats intersociétés importants

Le Groupe a conclu un certain nombre de contrats d'achat d'énergie intersociétés importants, lesquels sont présentés ci-après

- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB;
- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Coleson Cove;
- contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Production Énergie NB.

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB

Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB ont conclu le contrat d'achat d'énergie suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	Distribution Énergie NB achète 95 % de : <ul style="list-style-type: none"> • la capacité de 635 MW avant la remise à neuf et de 630 MW après la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau; • l'électricité produite.
Échéance	Le contrat arrivera à échéance 25 ans après la remise en service de la centrale au terme de sa remise à neuf. Distribution Énergie NB disposera d'options de renouvellement annuelles par la suite.

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Coleson Cove

Distribution Énergie NB et Coleson Cove ont conclu le contrat de prise ferme de 25 ans suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	Distribution Énergie NB achète la capacité et des services connexes afin de convertir le combustible en électricité. Ce contrat exige que la totalité de l'énergie produite à la centrale de Coleson Cove soit vendue à Distribution Énergie NB. En vertu du contrat d'achat d'énergie de Coleson Cove, Distribution Énergie NB paie un montant au titre de la capacité mensuelle fondée sur la capacité de la centrale (en \$/MW par mois) et un montant mensuel pour l'exploitation et l'entretien des usines ainsi qu'une charge en \$/MWh pour couvrir les coûts variables, excluant les coûts des combustibles, et paie un montant minimal incitatif pour l'exploitation de la centrale en cas de besoin. Toute la capacité et l'énergie livrée en vertu du contrat d'achat d'énergie de Coleson Cove est mise à la disposition de Production Énergie NB en vue d'être distribuée avec d'autres ressources de production de manière à réduire le coût global de la production et à répondre aux besoins à l'intérieur de la province. La facturation de Coleson Cove est transférée à Production Énergie NB. Production Énergie NB paie Distribution Énergie NB, qui à son tour paie Coleson Cove. Les charges liées à la capacité et à l'énergie visées par le contrat d'achat d'énergie de Production Énergie NB comprennent toutes les charges liées à la capacité de Coleson Cove, le montant mensuel pour l'exploitation et l'entretien et les charges variables liées à l'approvisionnement en énergie à l'intérieur de la province.
Échéance	Ce contrat arrivera à échéance en mars 2030.

Contrat d'achat d'énergie – Distribution Énergie NB et Production Énergie NB

Distribution Énergie NB et Production Énergie NB ont conclu le contrat d'achat d'énergie à long terme suivant :

Aspect	Précisions
Modalités du contrat	Production Énergie NB fournit de la capacité et de l'énergie à Distribution Énergie NB. Au 31 mars 2011, l'obligation visait une capacité de base de 2 358 MW et une capacité de pointe de 1 161 MW. En vertu du contrat d'achat d'énergie de Production Énergie NB, Distribution Énergie NB a accès à la capacité de toutes les ressources de production dont dispose Production Énergie NB, notamment les contrats d'achat d'énergie que Production Énergie NB a conclus avec des tiers. Les prix sont divisés en deux parties, un prix pour la capacité (en \$/MW) et un prix pour l'énergie (en \$/MWh). Le prix pour la capacité couvre les coûts liés aux immobilisations associées aux centrales, y compris Coleson Cove. Le prix s'applique à la capacité de base déterminée par Distribution Énergie NB pour répondre à ses besoins d'approvisionnement.
Échéance	Le contrat arrivera à échéance lorsque l'une ou l'autre des conditions suivantes aura été remplie : <ul style="list-style-type: none"> • tous les biens patrimoniaux de Production Énergie NB, y compris les contrats d'achat d'énergie auprès d'un tiers, auront été mis hors service ou seront arrivés à échéance; • Distribution Énergie NB aura réduit à néant sa capacité convenue aux termes du contrat.

Aperçu des données financières - 2011

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB (non consolidé)	Éliminations	Total
Ventes d'énergie							
À l'intérieur de la province	2 \$	- \$	- \$	1 244 \$	- \$	- \$	1 246 \$
À l'extérieur de la province	240	10	-	-	-	-	250
Intersociétés	1 008	163	-	5	-	(1 176)	-
Transport	6	1	84	-	-	-	91
Produits divers	4	1	4	41	1	-	51
Autres - intersociétés	1	-	18	4	80	(103)	-
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché des actifs dérivés	(22)	-	-	-	-	-	(22)
Total des produits	1 239	175	106	1 294	81	(1 279)	1 616
Combustible et achats d'énergie	838	-	-	1 206	-	(1 170)	874
Transport	35	2	-	62	-	(9)	90
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	129	140	48	121	74	(96)	416
Amortissement et déclassement	102	37	19	38	3	-	199
Impôts	15	6	8	11	-	-	40
Frais de financement	84	(10)	12	28	4	(4)	114
Report réglementaire	-	-	-	(216)	-	-	(216)
Dépréciation d'actifs à long terme	-	-	-	-	-	-	-
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie)	13	-	6	13	-	-	32
Total des charges	1 216	175	93	1 263	81	(1 279)	1 549
Bénéfice net (perte nette)	23 \$	- \$	13 \$	31 \$	- \$	- \$	67 \$
Total de l'actif	1 628 \$	2 181 \$	402 \$	1 548 \$	358 \$	(485) \$	5 632 \$
Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)	19 \$	153 \$	19 \$	43 \$	4 \$	- \$	238 \$

Aperçu des données financières - 2010

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB (non consolidé)	Éliminations	Total
Ventes d'énergie							
À l'intérieur de la province	1 \$	- \$	- \$	1 206 \$	- \$	- \$	1 207 \$
À l'extérieur de la province	218	11	-	-	-	-	229
Intersociétés	1 006	175	-	6	-	(1 187)	-
Transport	6	1	84	-	-	-	91
Produits divers	10	1	9	39	-	-	59
Autres - intersociétés	2	-	17	3	76	(98)	-
Gain lié à l'évaluation à la valeur de marché des actifs dérivés	49	-	-	-	-	-	49
Total des produits	1 292	188	110	1 254	76	(1 285)	1 635
Combustible et achats d'énergie	869	-	-	1 201	-	(1 183)	887
Transport	34	2	-	59	-	(9)	86
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	138	161	49	119	72	(92)	447
Amortissement et déclassement	109	32	19	37	2	-	199
Impôts	14	6	8	11	1	-	40
Frais de financement	99	(13)	12	34	1	(1)	132
Report réglementaire	-	-	-	(147)	-	-	(147)
Dépréciation d'actifs à long terme	161	-	-	-	-	-	161
Paievements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (économie)	(41)	-	7	(19)	-	-	(53)
Total des charges	1 383	188	95	1 295	76	(1 285)	1 752
Bénéfice net (perte nette)	(91) \$	- \$	15 \$	(41) \$	- \$	- \$	(117) \$
Total de l'actif	1 794 \$	1 998 \$	402 \$	1 320 \$	555 \$	(690) \$	5 379 \$
Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)	26 \$	256 \$	19 \$	50 \$	5 \$	- \$	356 \$

État de la production

(en millions de kWh)	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Hydroélectrique	3 132	3 221	3 172	2 781	3 124
Thermique	4 453	6 303	8 089	7 262	8 125
Nucléaire	-	-	-	4 393	4 696
Turbine à combustion	2	1	3	1	1
Achats	9 546	6 772	5 295	3 909	3 092
Total brut des achats et de la production	17 133	16 297	16 559	18 346	19 038
Service de la tranche	414	491	535	794	858
Total net des achats et de la production	16 719	15 806	16 024	17 552	18 180
Pertes - transformateur et transport	729	647	757	645	673
Total de l'énergie disponible pour distribution	15 990	15 159	15 267	16 907	17 507

État des ventes

(en millions de kWh)	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
En gros	1 128	1 145	1 207	1 207	1 176
Industriel	4 321	4 164	4 362	5 589	5 976
Usage général	2 294	2 304	2 372	2 369	2 291
Residentiel	4 840	4 857	5 036	5 010	4 824
Réverbères	75	75	75	75	75
Total des ventes provinciales	12 658	12 545	13 052	14 250	14 342
Interconnexions	2 994	2 326	1 891	2 327	2 815
Total des ventes	15 652	14 871	14 943	16 577	17 157
Pertes de distribution	338	288	324	330	350
Total de l'énergie distribuée et vendue	15 990	15 159	15 267	16 907	17 507

État des produits

(en millions)	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
En gros	97 \$	96 \$	98 \$	94 \$	87 \$
Industriel	311	294	307	362	350
Usage général	264	254	250	248	225
Residentiel	551	540	539	519	470
Réverbères et énergie involontaire	23	23	25	14	14
Total des ventes provinciales de l'énergie	1 246	1 207	1 219	1 237	1 146
Interconnexions	250	229	217	196	215
Ventes d'énergie	1 496	1 436	1 436	1 433	1 361
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme	(22)	49	(145)	93	-
Divers	51	59	73	99	67
Recettes de transport	91	91	89	87	84
Total des recettes	1 616 \$	1 635 \$	1 453 \$	1 712 \$	1 512 \$

État de la production provinciale ¹

(en millions de kWh)	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Hydroélectricité	3 066	3 205	3 149	2 698	2 891
Charbon et coke de pétrole	2 672	2 952	3 515	3 189	2 756
Mazout lourd	875	1 851	3 201	2 466	2 632
Orimulsion™	-	-	-	-	383
Nucléaire	-	-	-	3 871	4 142
Turbine à combustion	-	-	-	-	-
Achats¹	7 085	5 473	4 272	2 957	2 576
Total net des achats et de la production	13 698	13 481	14 137	15 181	15 380
Pertes - transformateur et transport	729	647	757	645	673
Total de l'énergie disponible pour distribution	12 969	12 834	13 380	14 536	14 707

Statistiques d'exploitation

	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Lignes de transport - km	6 848	6 841	6 829	6 780	6 703
Lignes de distribution - km	20 602	20 595	20 397	20 284	20 030
Clients résidentiels	316 104	312 779	309 623	306 383	303 177
Clients industriels	1 837	1 898	1 904	1 915	1 920
Clients de l'usage général	25 330	25 113	24 984	24 798	24 665
Clients à consommation non mesurée	2 616	2 632	2 486	2 417	2 345
Clients directs	345 887	342 422	338 997	335 513	332 107
Clients indirects	42 010	41 474	41 685	41 451	41 100
Total des clients	387 897	383 896	380 682	376 964	373 207
Postes permanents	2 343	2 509	2 477	2 474	2 428
Postes temporaires	117	164	198	159	91
Postes à Mine Reclamation Inc	15	15	54	66	69
Total des postes	2 475	2 688	2 729	2 699	2 588

¹ Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'année actuelle

État sommaire des résultats

(en millions)	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Ventes d'énergie dans la province	1 246 \$	1 207 \$	1 219 \$	1 237 \$	1 146 \$
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province	250	229	217	196	215
Revenus divers	51	59	73	99	67
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme	(22)	49	(145)	93	-
Recettes de transport	91	91	89	87	84
Total du combustible et de l'énergie achetée	874	887	869	585	560
Dépenses de transport	90	86	82	85	85
Exploitation, entretien et administration	416	447	415	397	389
Report règlementaire	(216)	(147)	(386)	73	-
Amortissement et mise hors service	199	199	186	216	220
Impôts, à l'exception des paiements spéciaux tenant lieu de l'impôt sur le revenu	40	40	43	43	49
Frais financiers	114	132	140	175	180
Perte pour dépréciation d'immobilisations corporelles	-	161	-	-	-
Paiements spéciaux tenant lieu de l'impôt sur le revenu	32	(53)	34	49	8
Bénéfice net (perte nette)	67 \$	(117) \$	70 \$	89 \$	21 \$

Bilan sommaire au 31 Mars

(en millions)	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Actif					
Actif à court terme	542 \$	613 \$	736 \$	622 \$	411 \$
Biens, installations et équipements ²	3 773	3 703	3 585	3 310	3 405
Actif à long terme ²	1 242	947	758	646	247
Autre actif	75	116	111	96	88
Total de l'actif	5 632 \$	5 379 \$	5 190 \$	4 674 \$	4 151 \$
Passif et capitaux propres					
Passif à court terme	1 297 \$	1 154 \$	1 377 \$	928 \$	659 \$
Dette à long terme	3 417	3 481	3 051	2 879	2 869
Dettes différées	612	570	457	516	392
Capitaux propres	306	174	305	351	231
Total du passif et des capitaux propres	5 632 \$	5 379 \$	5 190 \$	4 674 \$	4 151 \$

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions)	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Flux de trésorerie lié à l'exploitation	293 \$	245 \$	273 \$	316 \$	238 \$
Changements du fonds de roulement	(36)	(65)	(60)	(80)	13
Paiements du fonds de fiducie nucléaire	(22)	(21)	(35)	(141)	(13)
Reports réglementaires, excluant les ajustements à l'évaluation de la valeur de marché	(224)	(230)	(255)	(20)	-
Autres	(10)	(7)	(2)	(1)	(13)
Activités d'exploitation	1	(78)	(79)	74	225
Activités de financement	(183)	(250)	(381)	(323)	(287)
Activités d'investissement	188	326	466	219	71
Rentrée (sortie) de fonds nette	6	(2)	6	(30)	9
Encaisse et investissements à court terme					
Début de l'exercice	4	6	0	30	21
Fin de l'exercice	10 \$	4 \$	6 \$	- \$	30 \$

² Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'année actuelle

Frais financiers

(en millions)	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Frais d'intérêt	202 \$	197 \$	193 \$	192	198
Revenu provenant des fonds d'amortissement, des fonds de fiducie et autres investissements	(21)	(22)	(21)	(16)	(14)
Frais de gestion du portefeuille de la dette	28	26	22	21	20
Amortissement du coût de la dette différée	1	3	2	1	-
(Gains) pertes de change	1	4	(11)	5	(2)
Intérêts réportés ¹⁰	(30)	(18)	(4)	-	-
Intérêts immobilisés ¹⁰	(67)	(58)	(41)	(28)	(22)
Frais financiers nets	114 \$	132 \$	140 \$	175 \$	180 \$

Ratios financiers

	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Marge d'exploitation ³	11,4%	-3,9%	15,3%	17,1%	12,5%
Flux de trésorerie lié à l'exploitation / dépenses en immobilisations ⁴	1,23	0,69	0,62	0,77	0,79
Flux de trésorerie lié à l'exploitation / total de la dette	0,07	0,06	0,07	0,09	0,07
Dette / capital ⁵	94%	96%	93%	91%	93%
Ratio de couverture des intérêts ⁶	1,02	(0,21)	1,26	1,61	1,02

Autres statistiques

	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08	2006/07
Augmentation des tarifs	3,0%	3,0%	3,0%	5,9%	6,9%
IPC (Nouveau-Brunswick)	2,1%	0,3%	1,7%	1,9%	1,7%
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick) ⁷	3,3%	-0,3%	-0,2%	1,7%	2,4%
Dépenses en immobilisations (millions) ^{8, 10}	\$238	\$356	\$438	\$409	\$287
Changement du total des dettes (millions)	\$197	\$339	\$479	\$230	\$74
Pourcentage de la dette à long terme					
Dollar canadien	100%	100%	100%	100%	100%
Dollar américain ⁹	0%	0%	0%	0%	0%
Taux d'intérêt des coupons moyens pondérés	5,2%	5,2%	5,5%	5,8%	6,0%
Dollar canadien - 31 mars	1,029 \$	0,985 \$	0,794 \$	0,973 \$	0,866 \$

³ Marge d'exploitation = (bénéfice net avant frais financiers – frais de gestion du portefeuille de la dette) / revenu total

⁴ Les dépenses en immobilisations sont au net des produits de la vente d'actifs et des contributions des clients

⁵ Ratio de la dette = (dette) / (dette + capitaux propres), où dette = (dette à long terme + dette à court terme)

⁶ Ratio de couverture des intérêts = (bénéfice net avant frais financiers + bénéfice des fonds d'amortissement, des fonds de fiducie et d'autres placements – frais de gestion du portefeuille de la dette) / (frais d'intérêt)

⁷ Dans les documents du budget de 2010/11, le gouvernement provincial a mis à jour les taux de croissance du PIB pour les dernières années

⁸ Les dépenses d'immobilisations ne comprennent pas le produit de disposition et les contributions des clients

⁹ Toute la dette en espèces américaines a été transférée à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick le 1^{er} octobre 2004

¹⁰ Certains chiffres comparatifs sont reclassés pour se conformer à la présentation de l'année actuelle

Conseil d'administration



Ed Barrett



Norman Betts



Normand Caissie



Bernard Cyr



Eloi Duguay



Jane Fritz



Louis LaPierre



John Mallory



Shirley Mears



Lise Ouellette



Robert (Bob) Youden



Gaëtan Thomas

Haute Direction



Gaëtan Thomas,
Président et
chef de la direction



Michael Gorman,
Vice-président,
Services juridiques et partagés



Blair Kennedy,
Vice-président, Production
(Nucléaire et conventionnelle)



Darren Murphy,
Vice-président, Finance et
Ressources humaines



Sherry Thompson,
Vice-présidente, Transport,
Distribution et Service à la clientèle



Keith Cronkhite,
Directeur général, Développement
commercial et conseiller stratégique

Durant l'année, un membre de l'équipe exécutive a prit sa retraite: Paul Thériault, vice-président, Ressources humaines

Gouvernance

Les entreprises du groupe Énergie NB partagent le même président du Conseil, président et chef de la direction, et administrateurs. Le conseil d'administration est responsable de diriger les agissements de toutes les entreprises, en conformité avec la *Loi sur les corporations commerciales* et la *Loi sur l'électricité*.

Le groupe Énergie NB possède un comité commun de vérification et un comité commun de planification stratégique pour la corporation de portefeuille et toutes les entreprises d'exploitation. Chaque corporation a aussi un comité sur l'environnement, la santé et la sécurité, et un comité sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures. En plus de ces comités, Énergie nucléaire NB possède un comité de surveillance nucléaire.

Comité de vérification

Le comité de vérification a le mandat d'aider les conseils à respecter leurs responsabilités en ce qui a sujet les rapports financiers, le contrôle interne et la gestion des risques. Le Comité traite directement avec les vérificateurs internes et externes.

Membres du comité de vérification : Shirley Mears (présidente), Ed Barrett, Norman Betts, John Mallory et Lise Ouellette.

Comité d'environnement et de santé et sécurité

Le comité d'environnement et de santé et sécurité aide le conseil à établir et à maintenir des politiques appropriées pour guider les entreprises dans la poursuite de leurs objectifs pour rencontrer ou dépasser leurs obligations environnementales et de sécurité.

Membres du comité d'environnement et de santé et sécurité : Eloi Duguay (président), Ed Barrett, Bernard Cyr, Louis LaPierre et Lise Ouellette.

Comité de planification stratégique

Le Comité de planification stratégique est responsable de surveiller la mise en œuvre du plan stratégique et de la surveillance des initiatives d'amélioration de la productivité et des rendements.

Membres du comité de planification stratégique : Robert Youden (président), Ed Barrett, Norman Betts, Jane Fritz et John Mallory.

Comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures

Les comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures ont les mandats suivants :

1. Les ressources humaines

Les comités doivent aider les conseils à établir et à maintenir des politiques appropriées pour guider les entreprises à atteindre les résultats voulus dans la gestion des ressources humaines.

2. Gouvernance

Les comités doivent aider les conseils à établir et à maintenir un réseau de gouvernance d'entreprise efficace.

3. Candidatures

Les comités doivent aider les conseils à maintenir un compte complet d'administrateurs avec les caractéristiques personnelles, l'expérience et les compétences requises pour fournir un bon mélange de compétences dans les comités et faciliter la diversité des opinions et la bonne gouvernance des entreprises.

Membres des comités sur les ressources humaines, la gouvernance et les candidatures : Norman Betts (président), Ed Barrett, Normand Caissie, Bernard Cyr, Eloi Duguay et Robert Youden.

Comité de surveillance nucléaire

Le comité de surveillance nucléaire est responsable d'évaluer le rendement nucléaire d'Énergie nucléaire NB, surtout dans le cas des enjeux de sécurité et d'exploitation, le suivi de tout processus de remise à neuf et les risques du nucléaire.

Membres du comité de surveillance nucléaire : Jane Fritz (présidente), Ed Barrett, Normand Caissie, Louis LaPierre et Robert Youden.

Il n'y a pas eu de divulgations reçues en vertu de la Loi sur les divulgations faites dans l'intérêt public, LN-B 2007, c P-23.005 au cours de la période visée dans ce rapport annuel.



Contact avec ligne électrique brûle un chauffeur

■ C'était censé être la fin de semaine de rêve : un chalet à North Lake où quatre amis se détendraient et s'adonneraient à la pêche

JOURNALISTE DU QUOTIDIEN

Josh MacLeod, Fernand Poirier, Luc Theriault et Mike Nicholson, quatre employés de William's Construction, étaient sur le sentier vendredi après-midi en train de finir leur travail et ils étaient heureux à l'idée d'entamer leur fin de semaine. « Nous travaillons à cette nouvelle maison depuis quelques semaines déjà et nous étions prêts à commencer une longue fin de semaine, dit Fernand Poirier. Notre patron nous avait donné la permission de partir plus



Ne laissez pas une erreur changer votre vie pour toujours.

camion-grue. Les quatre hommes criaient l'un pour et d'autres à propos des ardoises.

Pensez-y :

- Il peut être tout aussi dangereux de frapper des lignes électriques souterraines que de toucher les lignes aériennes.
- Les lignes électriques sont ensevelies à différentes profondeurs.
- Appelez Énergie NB avant de creuser, peu importe l'endroit.

Soyez prudent... vous avez toutes les raisons de revenir sain et sauf à la maison ce soir.

Attention. Pensez. Vivez.

Janie Brathwaite - Analyse, Affaires Région du Centre



Un motoneigiste s'engouffre da

■ Ils étaient des meilleurs amis, mari et femme, et malgré les hauts et les bas de la vie. Luc disait toujours d'avoir marié quelqu'un qui était également sa motoneige favorite en motoneige et Cindy était du même avis.

PAR LE REPORTER RATTACHE AU JOURNAL

Continuons à une zone d'un kilomètre alors qu'elle faisait de la motoneige avec ses amis, près d'un barrage hydro-électrique



ne simple erreur près d'un barrage hydro-électrique pourrait changer votre vie à tout jamais.

Restez à l'écart, rester en sécurité :

- Restez éloignés des zones d'accès restreint près des barrages hydro-électriques.
- Recherchez toujours des panneaux, des drônes et des barrières près des barrages hydro-électriques.
- Faites attention à la glace mince durant les mois d'hiver. En raison de l'eau turbulente autour des barrages, la glace peut à peine.

Soyez prudent... vous avez toutes les raisons de revenir sain et sauf à la maison ce soir.

Attention. Pensez. Vivez.

Est Family - Ressources Recyclées



Attention. Pensez. Vivez.



Imprimé sur du papier homologué par le FSC.