



Énergie NB Power

RAPPORT ANNUEL

2011/12



Le 31 juillet 2012

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 2012.

Soumis respectueusement,

Le président du Conseil d'administration,

Ed Barrett



Table des matières

Message du président du Conseil d'administration	4
Message du président – directeur général	6
Énergie nucléaire.....	8
Production	9
Transport	10
Distribution et Service à la clientèle	11
Évaluation financière	12
Analyse par la Direction	13
Rapports de la Direction et des vérificateurs	32
États financiers cumulés	33
Notes complémentaires	38
Aperçu statistique	64
Gouvernance	68
Carte de la capacité de production	69

Photo de la couverture : Des lampadaires à diodes électroluminescentes (DEL) illuminent le chemin Waters, à Miramichi.
Ci-dessus : La salle des turbines de la centrale de Point Lepreau.

Message du président du conseil d'administration

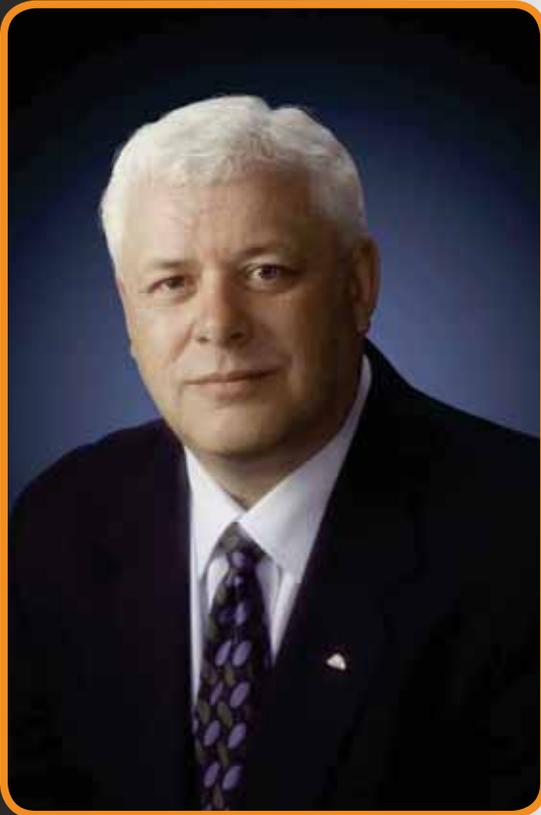
En octobre 2011, le ministère de l'Énergie a publié le Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick. Par le biais de ce Plan directeur de l'énergie et de la lettre de mandat de l'actionnaire précédemment publiée, notre actionnaire nous a indiqué une orientation très claire. Plus précisément, Énergie NB doit mener ses activités d'une manière lui permettant d'offrir des tarifs concurrentiels aux clients, tout en maintenant et en augmentant sa valeur pour l'actionnaire, par l'entremise d'activités efficaces et d'une gestion à long terme de sa dette.

C'est là où intervient le plan stratégique à long terme qu'Énergie NB a récemment publié. Notre conseil d'administration a travaillé avec la direction pour mettre sur pied un plan stratégique s'étendant sur 30 ans. Ce plan stratégique sera la carte routière dont Énergie NB se servira pour l'ensemble de ses activités commerciales, de ses décisions en matière d'investissement et de ses initiatives de programme. Ce plan, qui contient les trois priorités de la Société, est une fondation solide qui permettra à Énergie NB d'atteindre un rendement exemplaire, de réduire sa dette et de garder les tarifs bas.

La dernière année financière a été excellente. Une combinaison de bonne fortune et de bonne gestion a mené à des recettes record de 173 millions de dollars. Notre service public a profité de cours d'eau d'une vigueur supérieure à la moyenne pendant toute l'année et, aussi, le personnel a continué de réduire les coûts d'exploitation et d'entretien en mettant l'accent sur la productivité et l'amélioration des processus.

Pendant l'année, nous avons atteint certaines étapes-clés importantes sur la voie de l'achèvement du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Nous avons aussi franchi des étapes importantes pour le lancement de notre initiative de réduction et de déplacement de la demande en énergie. De plus, la direction a commencé à travailler à la mise en œuvre de l'orientation présentée dans le Plan directeur de l'énergie en concentrant ses efforts sur les étapes à suivre pour regrouper les entreprises constituant Énergie NB au sein d'une seule entité ainsi que pour réintégrer les opérations système dans les services publics.

Le défi de maintenir ou d'améliorer un excellent rendement accompagne chaque bonne année. Nous avons maintenant les yeux tournés vers 2012-2013 et je suis certain que l'équipe d'Énergie NB, tant sa direction que ses employés, sont sur la bonne voie et sont animés de toute l'énergie nécessaire pour offrir un autre excellent bilan aux Néo-Brunswickois.



Norman Betts

Shirley Mears

Robert Youden

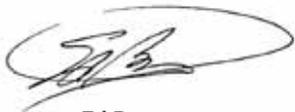
Ed Barrett

Pendant l'année à venir, nous mettrons plus que jamais l'accent sur la transparence. Nous continuerons de publier sur notre site Web des rapports trimestriels mesurant notre rendement par rapport à des objectifs financiers et opérationnels. De plus, nous interagissons avec davantage d'intervenants pour présenter notre plan stratégique et pour écouter les difficultés et les soucis des divers intervenants.

Au nom de notre conseil d'administration, je souhaite remercier notre actionnaire de nous avoir fourni une orientation politique claire dans sa lettre de mandat et par l'entremise du Plan directeur de l'énergie. Le succès qu'a connu Énergie NB l'année dernière est partiellement dû à cette orientation claire ainsi qu'à la relation d'étroite collaboration que nous entretenons avec le ministre de l'Énergie, M. Leonard, et à l'intérêt qu'il nourrit pour nos diverses initiatives.

J'aimerais aussi remercier mes collègues directeurs de leur engagement et de leur travail acharné de la dernière année. J'ai de grands espoirs au sujet de l'année à venir, alors que nous continuerons de travailler avec la direction pour faire en sorte que l'organisation soit exploitée d'une manière permettant d'offrir des tarifs concurrentiels à nos clients.

Pour terminer, je souhaite souligner la contribution de l'effectif dévoué et professionnel d'Énergie NB. Au fil des deux dernières années, les employés ont travaillé aux côtés d'experts-conseils externes pour générer des économies annualisées supérieures à 50 millions de dollars. Leur volonté d'appuyer l'initiative d'amélioration de la productivité et des processus témoigne de leur engagement à faire en sorte que les Néo-Brunswickois jouissent d'un approvisionnement en énergie stable, sécuritaire, rentable et respectueux de l'environnement, le tout à un tarif concurrentiel, maintenant et à l'avenir.



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

Objectifs stratégiques d'Énergie NB

Énergie NB a pour objectif de devenir un exécutant quartile supérieur par rapport aux services publics et privés en Amérique du Nord.

Réduire systématiquement la dette pour s'assurer qu'Énergie NB soit dans une position financière pour investir dans la nouvelle production qui va assurer la stabilité des tarifs pour le Nouveau-Brunswick.

Investir dans la technologie, éduquer les clients et inciter la consommation qui va réduire et déplacer la demande d'électricité et finalement différer les investissements des générations futures.

John Mallory

Normand Caissie

Louis LaPierre

Michael Sellman

Lise Ouellette

Andy Justason

Message du président – directeur général

J'aimerais commencer mon message en remerciant et en félicitant nos employés pour l'excellente année que nous venons de connaître.

En 2011-2012, le bénéfice net d'Énergie NB a été de 173 millions de dollars, ce qui se compare avantageusement aux 67 millions de dollars amassés l'année précédente. Les coûts associés au carburant et à l'achat d'électricité ont été plus avantageux pendant l'année, notamment à cause de coûts de production inférieurs et du débit important des cours d'eau. Les frais d'entretien et d'administration ont aussi été réduits pendant l'année.

Ensemble, nous avons accompli un travail colossal pendant l'année 2011-2012 et nous avons atteint les objectifs qui nous ont été fixés par l'actionnaire et notre conseil d'administration. Je vais maintenant présenter nos résultats selon les trois piliers de notre plan stratégique.

1. Rendement dans le quartile supérieur

Le Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick nous demande de mettre en oeuvre des réductions de coût et d'exploitation pour arriver à une société d'État de services publics efficace. En 2011-2012, nous avons travaillé en partenariat avec une firme externe pour trouver les économies possibles, et ce, afin de réduire nos coûts et notre dette. L'objectif de l'initiative est de générer des économies de coût durables de l'ordre de 30 millions de dollars en augmentant notre productivité et en améliorant nos processus. Pendant l'année, l'entreprise a continué de réduire ses frais d'exploitation et d'entretien par l'entremise de mesures d'amélioration des processus et d'autres initiatives de réduction des coûts.

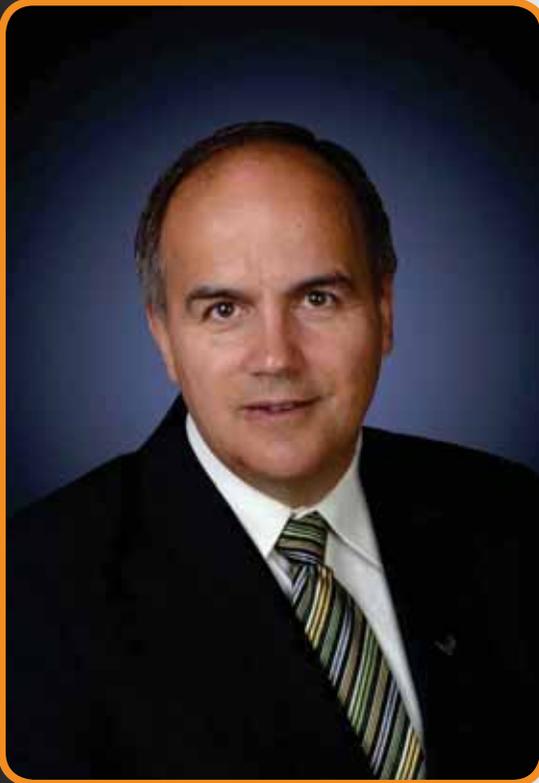
Le Plan directeur de l'énergie demande aussi le regroupement du groupe Énergie NB dans une seule et unique société d'État intégrée verticalement. Le plan exige aussi la dissolution de l'Exploitation du réseau du Nouveau-Brunswick et le transfert de toutes ses fonctions à Énergie NB. La réintégration, qui devrait être terminée d'ici le 1er avril 2012, réduira les coûts et permettra de dégager des économies d'exploitation.

2. Gestion de la dette/gains nets

Après le remboursement de 413 millions de dollars sur la dette d'Énergie NB, celle-ci a augmenté de 83 millions de dollars, alors que nous avons investi 363 millions de dollars dans le projet de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et 133 millions de dollars dans d'autres projets d'immobilisations au courant de l'année. Après le projet de remise à neuf, on prévoit que notre niveau d'endettement net commencera à diminuer graduellement et atteindra l'objectif de réduction de 1 milliard de dollars d'ici l'année financière 2020-2021.

3. Réduction et déplacement de la demande (REDD)

L'initiative de REDD demande que nous investissions dans les technologies d'information et de communication auxquelles on réfère souvent par le terme « réseau intelligent ». En août 2011, nous avons embauché Siemens Canada et le service Siemens Global Infrastructure and Cities en charge des réseaux intelligents pour nous assurer d'optimiser la valeur cumulative de l'initiative de REDD. En mars 2012, nous avons établi un partenariat avec Investir NB pour tenir la réunion du conseil de l'information, de la technologie et des communications pour discuter des perspectives d'avenir pour les entreprises de TI du N.-B. en lien avec les investissements liés à l'initiative de REDD.



Gaëtan Thomas

Blair Kennedy

Darren Murphy

Sherry Thomson

Le succès de l'initiative de REDD dépend de l'adoption par les clients de changements comportementaux visant à consommer moins d'électricité et à mettre l'accent sur l'efficacité énergétique. Nous participons, avec Efficacité NB et les services publics municipaux en matière d'électricité, à l'élaboration d'un programme coopératif d'efficacité énergétique axé sur l'électricité. On prévoit que ce plan sera terminé à la fin de 2012 ou au début de 2013.

Principales réalisations

En août 2011, E Source a annoncé que nous sommes arrivés en troisième position dans le cadre d'une étude menée sur le site Web de 100 entreprises d'électricité et de gaz des États-Unis et du Canada. Il s'agit d'une importante amélioration par rapport à 2007, quand nous n'avions pu faire mieux que le 67^e rang sur 100 entreprises évaluées. Notre nouvelle position témoigne des efforts que nous avons consentis au cours des dernières années pour accroître l'accès à l'information et les possibilités de service pour nos clients.

En 2011-2012, l'équipe du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau en était à la deuxième étape du projet, soit l'exécution de l'arrêt de remise à neuf. Le remplissage du modérateur a été exécuté avec succès en janvier 2012 et l'installation des systèmes d'alimentation inférieurs en mars 2012.

Le 17 février 2012, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a annoncé que le permis d'exploitation de la centrale nucléaire de Point Lepreau avait été renouvelé pour une période de cinq années. Ce permis, qui est valide jusqu'en juin 2017, inclut la permission de procéder à la mise en place du combustible et aux autres activités de redémarrage.

En mars 2012, les travailleurs ont entrepris la mise en place de 4 560 nouvelles grappes de combustible dans le réacteur. Cette tâche était terminée deux semaines plus tard. Nous nous efforçons maintenant de terminer tous les travaux liés au redémarrage de la centrale d'ici l'automne 2012. Bien sûr, notre priorité demeure la sécurité et la qualité.

Vers la fin de l'année financière 2011-2012, nous avons conclu avec Énergie Edmundston une entente prévoyant l'agrandissement du bassin de clientèle d'Énergie Edmundston. Cette entente contient aussi un accord d'achat d'électricité d'une durée de vingt ans selon lequel nous nous engageons à acheter 100 pour cent de l'électricité produite par les centrales des rivières Madawaska et Verte d'Énergie Edmundston. L'entente comprend aussi un accord d'alimentation en électricité prévoyant que nous fournissons 100 pour cent de l'électricité dont Énergie Edmundston a besoin, et ce, pendant les vingt prochaines années.

Tournés vers l'avenir

Nous nous tournons maintenant vers 2012-2013 et nous prévoyons continuer la rationalisation de notre organisation et de profiter des possibilités d'amélioration des processus afin d'offrir un rendement dans le quartile supérieur. En parallèle, nous nous engageons à le faire tout en maintenant la sécurité, la qualité et le service à la clientèle. Nous terminerons le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et nous prévoyons réaliser des avancées significatives en lien avec l'initiative de REDD.

Même si nous sommes fiers de ce que nous avons accompli en 2011-2012, nous savons que nous devons continuer à trouver de nouvelles façons d'être encore plus efficaces et d'améliorer nos processus dans le cadre de notre engagement immuable envers les Néo-Brunswickois : leur offrir un service à la clientèle irréprochable et des tarifs concurrentiels.

Gaëtan Thomas
Président - directeur général

Haute Direction

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

Darren Murphy
Vice-président, Finances et Ressources humaines et
Chef, Finances

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

Wanda Harrison
Secrétaire et Chef du contentieux

Keith Cronkhite
Vice-présidente, Services partagés (intérimaire)
et Directeur général, Développement commercial
et Conseiller stratégiques



Wanda Harrison

Keith Cronkhite



Énergie nucléaire

Énergie NB possède plus de 2 300 employés dans ses centrales et ses bureaux ainsi que sur le terrain. Qu'ils traitent directement avec les clients ou travaillent en coulisses, chacun d'eux a un rôle à jouer dans la prestation d'un service public essentiel aux Néo-Brunswickois.

Énergie nucléaire NB est chargée de l'exploitation et de l'entretien de la centrale nucléaire de Point Lepreau, seule du genre dans les provinces de l'Atlantique. Cette centrale subit actuellement une remise à neuf du réacteur CANDU 6.

En 2011/2012, l'équipe responsable de ce projet a franchi plusieurs étapes clés avec l'installation des 360 tubes de calandre dans la cuve du réacteur, des canaux de combustible ainsi que des 760 tuyaux d'alimentation inférieurs. Il s'agissait de la dernière grande activité de remise à neuf avant le chargement du combustible dans le réacteur.

En février 2012, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a annoncé le renouvellement, pour une période de cinq ans, du permis d'exploitation du réacteur nucléaire de puissance pour la centrale de Point Lepreau. Ce permis, qui est valable jusqu'en juin 2017, inclut l'autorisation pour le chargement du combustible dans le réacteur et les autres activités de remise en service.

Vers la fin de l'exercice financier, les employés de la centrale ont commencé le chargement, dans le réacteur, de la première des 4 560 nouvelles grappes de combustible. Ils ont inséré ces grappes dans le réacteur manuellement après un processus détaillé de comptabilisation du carburant, conformément aux exigences de l'Agence internationale d'énergie atomique et de la CCSN. Chaque grappe de combustible est environ la taille d'une bûche de foyer et pèse quelque 22 kilogrammes. Une seule grappe peut produire suffisamment d'énergie pour alimenter un foyer pendant cent ans.

Tout au long du projet de remise à neuf, les employés ont travaillé en étroite collaboration avec le Comité de liaison de relations communautaires local afin de fournir des informations au public et de répondre à ses préoccupations sur le projet ou le fonctionnement de la centrale.

Les activités de mise en service avancent bien, et Énergie NB est sur la bonne voie pour ce qui est du redémarrage de la centrale au cours de l'automne 2012 afin de pouvoir alimenter le Nouveau-Brunswick en énergie sûre et fiable pendant les 25 à 30 prochaines années.

Greg Brown, un spécialiste de la manutention du combustible d'Énergie NB, insère une grappe de combustible dans le réacteur à la centrale de Point Lepreau.



Production

Les employés de la Corporation de production d'Énergie NB sont chargés de l'exploitation et de l'entretien de l'un des systèmes de production d'électricité les plus diversifiés en Amérique du Nord puisqu'il comprend 13 centrales, incluant les centrales hydroélectriques, au charbon, au mazout et au diesel. Le réseau de centrales électriques conventionnelles possède une puissance installée nette de 3 152 MW, soit 1 738 MW provenant des centrales thermiques, 889 MW des centrales hydroélectriques, et 525 MW des turbines à combustion.

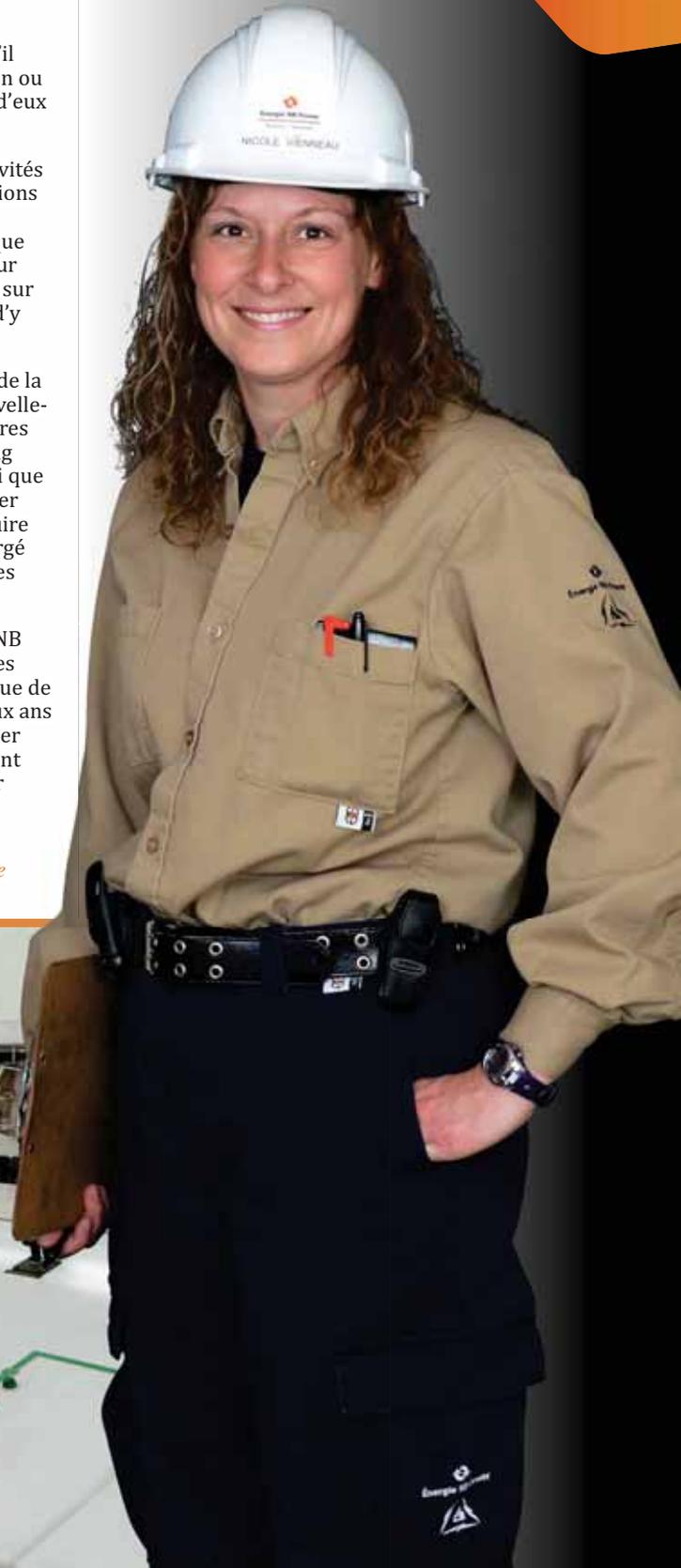
Les employés de la Corporation de production d'Énergie NB surveillent ces centrales en permanence pour veiller à leur bon fonctionnement. Qu'il s'agisse de surveiller les niveaux d'eau, d'effectuer des travaux d'entretien ou de trouver des moyens de réduire l'impact sur l'environnement, chacun d'eux contribue à la production d'électricité de manière sûre et fiable.

Ces employés travaillent de plus en étroite collaboration avec les collectivités qui se trouvent à proximité des centrales. Les Comités de liaison de relations communautaires des centrales de Coleson Cove, Dalhousie, Grand Lake, Point Lepreau et Belledune se réunissent régulièrement pour s'assurer que les besoins des collectivités en question sont pris en charge ainsi que pour discuter d'initiatives et d'événements susceptibles d'avoir une incidence sur celles-ci. Ces comités seront élargis au cours de la prochaine année afin d'y intégrer les centrales hydroélectriques.

Énergie NB importe et exporte également de l'électricité vers et à partir de la Nouvelle-Angleterre, du Québec, de l'Île-du-Prince-Édouard et de la Nouvelle-Écosse. Le service de commercialisation d'Énergie NB fonctionne 24 heures par jour et 365 jours par an afin de conclure des marchés à court et à long termes pour vendre l'énergie excédentaire produite par Énergie NB ainsi que profiter des prix les plus élevés dans le marché de l'exportation ou acheter de l'énergie à un coût inférieur à ce qu'il faudrait dépenser pour la produire au Nouveau-Brunswick. Le service de commercialisation est de plus chargé de surveiller les marchés financiers, le marché du gaz naturel ainsi que les marchés régulateurs.

Au cours de l'exercice financier, la Corporation de production d'Énergie NB a complété la deuxième année d'un projet pluriannuel visant à rénover les structures en béton de l'évacuateur de crues de la centrale hydroélectrique de Grand-Sault. En outre, la centrale de Belledune a débuté un projet de deux ans visant à remplacer le système datant de 20 ans, qui permettra de contrôler le moindre aspect de son exploitation. La centrale de Millbank a également commencé un projet d'entretien de deux ans qui permettra de remplacer la plupart des pièces des turbines à gaz et d'assurer ainsi la fiabilité des installations pour les années à venir.

Nicole Vienneau, opératrice de turbine, surveille le débit d'eau et la sortie de l'unité à la centrale de Grand Falls.



Transport

Les employés de Transport d'Énergie NB sont chargés de l'exploitation et de l'entretien, de manière sûre et efficace, des 46 postes et postes de sectionnement qui sont reliés par plus de 6 849 km de lignes de transmission, dont la tension varie de 69 kV à 345 kV.

Le réseau est relié à ceux du Québec, du Maine, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard. Il est exploité à partir du Centre de conduite du réseau, qui est situé à Fredericton et fonctionne 24 heures par jour et sept jours par semaine.

Les employés de Transport d'Énergie NB effectuent des travaux d'entretien réguliers afin d'éviter toute interruption. Ils ont également des relations directes avec les clients, par exemple les demandes de renseignements sur les pannes, les emprises et les activités d'élitage.

Transport d'Énergie NB s'occupe de la croissance de la végétation sur et le long des lignes de transmission afin d'éliminer les Au Canada, plus de 50 pour cent des pannes d'électricité se produisent lorsque la végétation entre en contact avec les lignes électriques. Ainsi, des arboriculteurs qualifiés et des techniciens forestiers utilisent des outils de coupe, de tonte et d'élitage mécaniques et manuels, ainsi que des herbicides approuvés par Santé Canada, pour réduire la végétation gênante. La présence d'une végétation de petite taille permet de réduire le nombre des pannes d'électricité et donc d'accroître la sécurité à la fois pour les employés d'Énergie NB et les personnes qui utilisent les emprises.

Au cours de l'exercice 2011-2012, Transport d'Énergie NB a mené à bien deux grands projets d'immobilisations. Énergie NB a en effet augmenté la capacité du poste de Norton en construisant un nouveau parc de 138kV - 69kV dans le but d'améliorer la sécurité du système et d'accroître la fiabilité pour les clients du sud du Nouveau-Brunswick. Transport Énergie NB a également agrandi et réaménagé ses installations au poste de Grand Lake afin de permettre à Énergie NB de tirer parti des toutes dernières technologies de contrôle et créer dans la province le premier poste entièrement contrôlé par microprocesseur. Ce projet sera le tremplin des futures initiatives qui permettront de renforcer la sécurité et la fiabilité du système de transport.

Denis LeClair, électromécanicien, effectue l'entretien d'un transformateur au poste extérieur de Marysville.



Service à la clientèle

Les employés de Distribution et Service à la clientèle d'Énergie NB sont chargés d'exploiter et d'entretenir le système de distribution et d'offrir un service à la clientèle à plus de 391 000 clients directs et indirects à travers la province.

Les employés du service à la clientèle d'Énergie NB traitent directement avec les clients et sont chargés du développement du marché, de gérer les comptes et de donner des conseils en matière d'énergie. Ces employés entretiennent des liens directs avec les clients par le biais de divers services, y compris le centre de service à la clientèle, les bureaux de paiement et les salons de l'habitation.

Les gestionnaires de comptes et les conseillers auprès des clients résidentiels et commerciaux d'Énergie NB traitent les demandes de renseignement, répondent aux préoccupations des clients et aident ces derniers à trouver des façons de réduire leur consommation d'énergie. Pour l'avenir, Énergie NB prévoit de mettre à profit certaines avancées significatives en matière de technologie, comme le réseau intelligent, pour permettre aux clients de contrôler et de gérer leur consommation d'énergie.

L'exercice 2011-2012 a été une année très importante pour le site Web d'Énergie NB, puisque celui-ci s'est classé en troisième position, parmi 100 sites Web de sociétés nord-américaines, et en première position au Canada, dans le classement 2011 de ESource des sites Web des sociétés d'électricité et de gaz en Amérique du Nord. Le site www.energienb.com propose désormais à ses clients, depuis la fin de l'exercice 2011-2012, des options de libre-service.

Le système de distribution du Nouveau-Brunswick comprend un centre de contrôle de la distribution, 237 sous-stations de distribution, de ventes d'énergie en gros et industrielles, environ 20 500 kilomètres de lignes de distribution ainsi que quelques 590 000 poteaux électriques. Les employés des services de distribution sont chargés de concevoir, de construire, d'exploiter et d'entretenir les postes de distribution, les lignes, les installations et les équipements. Ils sont de plus responsables de réduire et de gérer les coûts, d'optimiser l'utilisation des actifs, de veiller à la sécurité des employés lors de la prestation des services à la clientèle ainsi que d'entretenir le système de distribution pour assurer un approvisionnement sûr et fiable en électricité.

Au début de l'exercice, une entreprise tierce a commencé à produire de l'énergie renouvelable à partir d'un générateur de biogaz et à vendre cette électricité à Énergie NB dans le cadre du Programme de production intégrée. Il s'agit du premier générateur de biogaz à être intégré au système de distribution d'Énergie NB.

Tamara Brown, conseillère auprès des clients résidentiels, travaille avec Mme Phyllis Morehouse, de Zealand, pour déterminer comment elle peut réduire sa consommation d'énergie.



Rapport de gestion 2011/12

Table des matières

Analyse par la Direction	13
Rapports de la Direction et des vérificateurs	32
États financiers cumulés	33
Notes complémentaires	38
Aperçu statistique	64

Introduction

Le présent rapport de gestion examine les résultats financiers et d'exploitation de l'exercice clos le 31 mars 2012 comparativement à ceux de l'exercice précédent. Ce rapport devrait être lu parallèlement aux états financiers cumulés et aux notes complémentaires.

Sociétés incluses dans les états financiers cumulés

Les états financiers cumulés comprennent les comptes de la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick ainsi que ceux de ses entreprises d'exploitation :

- la Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick (« Production Énergie NB »), qui comprend :
 - la New Brunswick Power Coleson Cove Corporation (« Coleson Cove ») et
 - Mine Reclamation Inc. (« MRI ») (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 »).

Ces sociétés sont collectivement désignées sous les appellations « Énergie NB », le « groupe Énergie NB », le « Groupe » ou la « Corporation ».

Contenu du rapport de gestion

Sujet	But
FACTEURS DE PERFORMANCE FINANCIÈRE ET D'EXPLOITATION	<i>Explique l'incidence des facteurs contribuant à la variabilité des bénéfices</i>
PERFORMANCE FINANCIÈRE	<i>Fournit un sommaire des principaux résultats financiers de l'exercice</i>
ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS	<i>Souligne les événements importants ayant eu une incidence sur le bilan et les bénéfices au cours de l'exercice visé</i>
RÉSULTATS D'UN EXERCICE À L'AUTRE	<i>Explique les résultats financiers pour l'exercice 2011-2012, y compris l'analyse des variations d'un exercice à l'autre</i>
REPORTS RÉGLEMENTAIRES	<i>Explique l'incidence des reports réglementaires</i>
INSTRUMENTS FINANCIERS	<i>Décrit l'incidence des instruments financiers sur les résultats financiers</i>
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT	<i>Explique les changements à la situation de trésorerie et aux sources de financement</i>
MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES CRITIQUES	<i>Décrit les modifications apportées aux méthodes comptables et leur incidence sur les états financiers cumulés</i>
PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES	<i>Explique les estimations effectuées et leur incidence sur les résultats</i>

FACTEURS DE PERFORMANCE FINANCIÈRE ET D'EXPLOITATION

Cette section décrit la raison pour laquelle les bénéfices avant impôts du groupe Énergie NB sont sujets à des variabilités importantes dans le cours normal des activités.

Incidence des facteurs de performance financière et d'exploitation

Bon nombre des facteurs qui influent sur les bénéfices avant 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 ayant une incidence sur la performance financière et d'exploitation

Le tableau suivant présente les principaux facteurs qui ont historiquement eu une incidence sur la variabilité des bénéfices d'Énergie NB, et il explique comment chaque facteur influence la variabilité des produits et des charges.

Facteur	Description
Contrats d'achat d'énergie basés sur le gaz naturel	<p>Représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> environ 15 % à 20 % de l'approvisionnement total; environ 20 % à 25 % du total des coûts de combustible et d'achats d'énergie. <p>Étant donné que le prix des contrats d'achats d'électricité d'Énergie NB est fondé en partie sur le prix du gaz naturel, le Groupe gère cette exposition en concluant des achats à terme pour ses besoins en gaz naturel.</p>
Achats d'énergie à court terme	<p>Représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> environ 40 % à 45 % des besoins d'approvisionnement totaux; environ 50 % à 55 % du total 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>
Production à base de charbon ou de coke de pétrole	<p>Représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> environ 15 % à 20 % de l'approvisionnement total; de 15 % à 20 % des coûts de combustible et d'achat d'énergie. <p>Le charbon est normalement acheté au moyen de contrats attribués à la suite d'appels d'offres de une année ou deux. Parce que divers types de charbon sont mélangés et brûlés, 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 de 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>

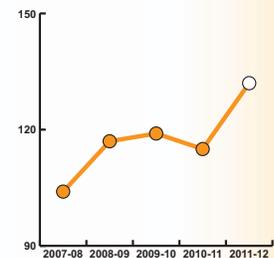
Le combustible utilisé à la centrale de Belledune est un mélange de charbon et de coke de pétrole, qui est livré par l'entremise du port de Belledune.



Facteur	Description				
Production hydroélectrique	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.				
	<table border="1"> <tr> <td>Lorsque les flux hydrauliques sont plus bas que prévus,</td> <td>Énergie NB 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> </table>	Lorsque les flux hydrauliques sont plus bas que prévus,	Énergie NB 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 plus bas que prévus,	Énergie NB 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.				
La production hydroélectrique nette comme pourcentage de la moyenne à long terme au cours des 10 dernières années a varié de 70 % à 132 %.					
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, ce qui lui permet de réaliser des marges plus prévisibles à l'extérieur de la province.</p>				
Production d'électricité à partir du mazout lourd	<p>Le mazout lourd exposé aux fluctuations des prix du marché représente :</p> <ul style="list-style-type: none"> • environ 0 % à 5 % des besoins d'approvisionnement totaux; • de 0 % à 5 % des coûts de combustible et d'achat d'énergie. <p>En 2011-12, le marché était plutôt instable en raison du prix du mazout lourd, qui a atteint plus de 116 \$/b (\$ US) et qui a chuté à un peu moins de 91 \$/b (\$ US).</p> <p>Pour réduire son exposition à court et à moyen terme 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 exposée à des risques liés aux taux de change lorsque les achats de combustible et les achats d'énergie, qui se font en devises américaines, ne compensent pas les revenus reçus en devises américaines.</p> <p>Le dollar canadien a été volatil au cours de l'exercice précédent, sa valeur en comparaison avec le dollar américain ayant fluctué entre 0,94 \$ et 1,06 \$ au cours de l'exercice.</p> <p>Énergie NB conclut habituellement des contrats d'achat à terme pour couvrir ses besoins en dollars américains déduction faite des produits attendus en dollars américains.</p>				
Production d'énergie nucléaire	<p>Au cours des exercices précédents, 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 2011-12.</p>				

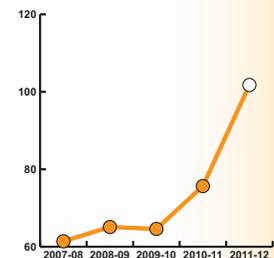
Production hydroélectrique nette

Pourcentage de la moyenne à long terme



Prix du Mazout lourd

\$ US / baril, moyenne



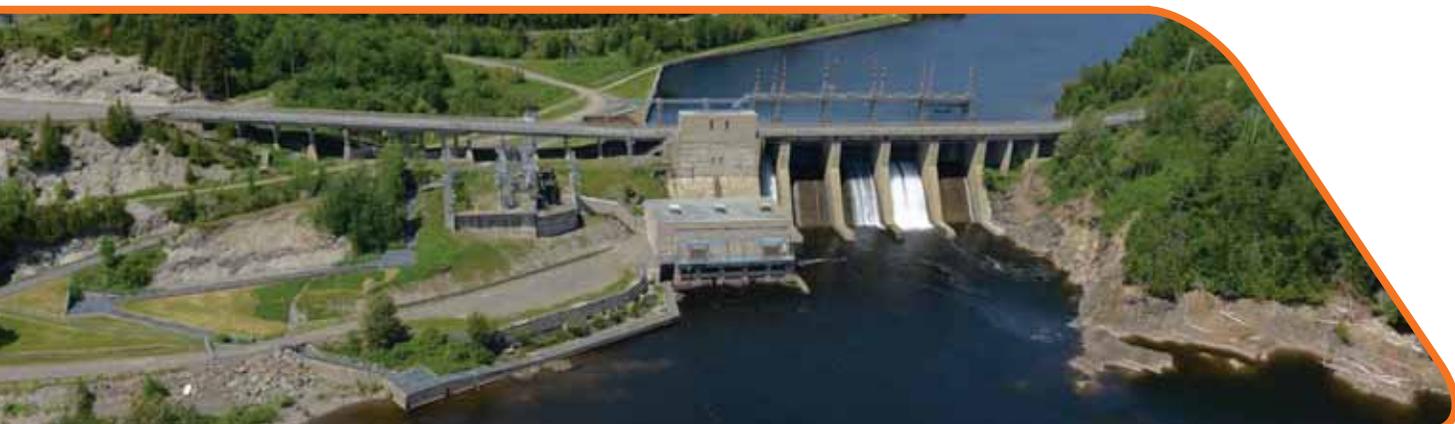
Mesurer les facteurs de performance financière et d'exploitation

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	2011/12	2010/11
Intervalle des prix de mazout lourd (\$ US/b Platts NY three per cent) tout au long de l'exercice 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. Platts NY three per cent fait allusion au niveau de soufre dans le mazout lourd, en fonction duquel Énergie NB fait des comparaisons.	91 \$ à 116 \$	62 \$ à 103 \$
Intervalle du dollar canadien tout au long de l'exercice (équivalent en dollars américains) Taux de change : taux auquel une monnaie peut être échangée contre une autre.	0,94 \$ à 1,06 \$	0,93 \$ à 1,03 \$
Intervalle des taux d'intérêt de la dette à court terme tout au long de l'exercice	1,0 %	0,25 % à 1,00 %
Prix moyen du marché 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.	110,05 \$	90,07 \$
Intervalle des prix du gaz naturel (\$ US/Mbtu) tout au long de l'exercice Mbtu = 1million de British Thermal Units.	2,27 \$ à 6,94 \$	3,47 \$ à 12,63 \$
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.	45,53 \$	58,70 \$
Production hydroélectrique nette comme pourcentage de la moyenne à long terme La production nette est la quantité d'électricité produit 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. La moyenne à long terme d'hydroélectricité est la quantité d'électricité qui peut potentiellement être produite 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).	132 %	115 %
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 tout ce temps.	-	-

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

La centrale de Tobique a commencé à produire de l'électricité en 1953 et contribue à la production hydroélectrique annuelle.



PERFORMANCE FINANCIÈRE

La présente section donne un aperçu de la performance financière du groupe Énergie NB pour l'exercice.

Introduction

La présente section donne un aperçu de la performance financière du groupe Énergie NB pour l'exercice.

Mesures importantes de la performance financière

Performance financière (en millions)	2011/12	2010/11
Bénéfice net (perte nette)	173 \$	67 \$
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	388 \$	293 \$
Dépenses en immobilisations nettes	279 \$	238 \$
Dette totale à la fin de l'exercice	4 533 \$	4 450 \$
Hausse nette de la dette	83 \$	197 \$
Charges (produits) reporté(e)s à des fins réglementaires ¹	175 \$	216 \$

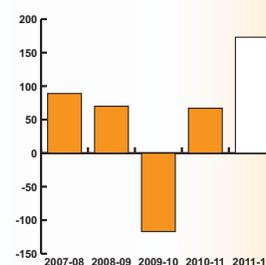
¹Les charges engagées pour l'exercice en cours liées à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau (coûts de la période et coûts d'énergie supplémentaire) et le règlement de la poursuite contre Petroleos de Venezuela S.A. (« PDVSA ») sont reportés et seront recueillis dans des tarifs futurs.

Ratios et pourcentages financiers

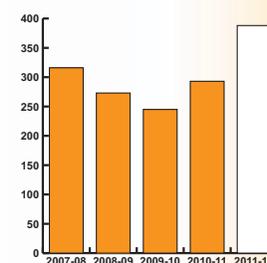
Ratios et pourcentages financiers	2011/12	2010/11
Marge d'exploitation	18 %	11% %
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/ dépenses en immobilisations	1,39	1,23
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/ dette totale	0,09	0,07
Dépenses en immobilisations/valeur comptable nette des immobilisations	7 %	6% %
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	91 %	94% %
Ratio de couverture des intérêts ²	1,59	1,02

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 produits d'intérêt, des frais de gestion du portefeuille de la dette, des intérêts pendant la construction, de l'amortissement de l'escompte de débetures et de l'amortissement des intérêts différés).

Bénéfice net (perte nette)
en millions de dollars



Flux de trésorerie provenant de l'exploitation
en millions de dollars



Le poste de la rue Charles Lutes, à Moncton a été construit en 2011/2012.



Faits saillants

Le bénéfice net d'Énergie NB s'est élevé à 173 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2012, comparativement à 67 millions de dollars pour l'exercice précédent. Le bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices s'est élevé à 231 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2012, comparativement à 99 millions de dollars pour l'exercice précédent. Les facteurs importants qui ont contribué à l'écart de 132 millions de dollars d'un exercice à l'autre sont les suivants :

- une augmentation de la marge brute de 110 millions de dollars principalement en raison :
 - des produits plus élevés à l'intérieur de la province découlant de l'augmentation de la charge de service résidentielle et générale, partiellement contrebalancée par des températures plus chaudes,
 - de la réduction des coûts de production globaux, partiellement réduits par l'augmentation des volumes,
 - des flux hydrauliques plus élevés en 2011-12, qui ont atteint 132 % de la moyenne à long terme, comparativement à 115 % en 2010-11;*partiellement contrebalancés par :*
 - des produits moins élevés à l'extérieur de la province dus aux volumes moins élevés découlant de l'arrivée à échéance, au cours de l'exercice précédent, de contrats d'exportation ainsi que de la diminution des prix du marché,
 - une diminution des frais de financement de 19 millions de dollars en raison de la baisse des taux d'intérêt à long terme et des niveaux d'endettement plus faibles (autres que la dette associée à des projets d'investissement en cours),
 - un gain de 15 millions de dollars à la vente d'une pelle à benne traînante en 2011-12 (présenté à titre de produits divers),
 - une diminution de 7 millions de dollars des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2011-12 (se reporter à la rubrique « Résultats d'un exercice à l'autre - Charges » pour plus de détails);
- partiellement contrebalancés par :*
- une augmentation de 18 millions de dollars des charges d'amortissement et de déclassement en 2011-12 (se reporter à la rubrique « Résultats d'un exercice à l'autre - Charges » pour plus de détails).

Des coûts autres qu'en capital de 180 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 seront amortis sur la durée de vie de la centrale remise à neuf.

En 2011-12, la dette du groupe Énergie NB a augmenté de 83 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. (Se reporter à la rubrique « Liquidité et ressources en capital » pour plus de détails.)

À la centrale de Point Lepreau, des travailleurs installent des tubes de calandre dans la cuve du réacteur.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Les événements importants suivants ont eu une incidence sur les résultats financiers du groupe Énergie NB.

Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau

En juillet 2005, la province du Nouveau-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 d'achèvement du projet initial et de remise en service de la centrale était prévue pour octobre 2009. Le projet a connu des difficultés et, par conséquent, l'achèvement du projet ainsi que la remise en service de la centrale est maintenant sur la bonne voie et prévue pour l'automne 2012.

Le total des dépenses d'investissement du projet au 31 mars 2012 était de 1,2 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 de construction relève de l'entrepreneur, soit 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 33 millions de dollars par mois en raison du retard sont les suivants :

- Les coûts d'investissement du projet augmenteront d'environ 15 millions de dollars par mois de retard. Cela comprend :
 - 3 millions de dollars pour couvrir les coûts plus élevés pour le propriétaire du projet en ce qui concerne les installations, les employés contractuels, le régime d'assurance et d'autres coûts liés à l'appui du projet;
 - 12 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 18 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.



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 demandait à Énergie NB de mettre en place un gel des tarifs de trois ans prenant fin en septembre 2013. En conséquence de cette directive, le programme de couverture a été prolongé de 18 mois d'achats à l'avance à 36 mois d'achats à l'avance. Cela aidera à atténuer le risque lié à l'instabilité des prix de combustible et d'achat d'énergie pendant le gel des tarifs de trois ans.

Normes internationales d'information financière (« IFRS »)

Au cours de l'exercice, le Conseil des normes comptables (le « CNC ») a permis aux entreprises avec des activités à tarifs réglementés de différer de 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 1er avril 2013. Ceci est conforme avec ce que d'autres entreprises de services publics à tarifs réglementés ont choisi de faire.

Passif lié au déclassement thermique

Au cours de l'exercice, dans le cadre du processus d'examen continu du passif lié au déclassement, une tierce partie a effectué une étude sur le déclassement de la centrale de Coleson Cove, et, à la suite de cette étude, le passif relatif au déclassement a augmenté de 4,5 millions de dollars pour passer à 24 millions de dollars.

Passif lié au déclassement nucléaire

Au cours de l'exercice, dans le cadre du processus d'examen continu du passif lié au déclassement, la Société de gestion des déchets nucléaires a mené une étude sur le combustible nucléaire irradié et, par suite de cette étude, le passif a augmenté de 15 millions de dollars pour passer à 271 millions de dollars.

Poursuite judiciaire relativement à des dommages importants et à un délai de démarrage

En août 2011, l'assureur Lloyds Underwriting avait refusé les réclamations d'assurances d'Énergie nucléaire NB et d'Énergie atomique du Canada limitée en alléguant que les réclamations n'étaient pas couvertes par la police tous risques en construction de chaque entreprise. En février 2012, Énergie nucléaire NB et Énergie atomique du Canada limitée ont chacune entrepris des poursuites judiciaires distinctes contre Lloyds Underwriting afin de faire une réclamation à l'égard de dommages et de délais liés aux activités relatives au tube de calendrier, en vertu de leur police tous risques en construction. Énergie nucléaire NB a réclamé environ 65 millions de dollars en vertu de la section de la police couvrant les dommages importants et 255 millions de dollars en vertu de la section couvrant les délais de démarrage.

Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick

Le 19 octobre 2011, le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick a publié son Plan directeur de l'énergie, qui présente une approche pour les dix prochaines années et un plan d'action de trois ans pour le secteur de l'énergie. Le Plan directeur de l'énergie contient plusieurs mesures qui ont une incidence sur Énergie NB.

Amélioration continue des processus

Le Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick exige qu'Énergie NB mette en œuvre des réductions de coûts et exploite un service public de la Couronne plus efficient. En 2011-12, Énergie NB s'est associée à un cabinet afin d'identifier les occasions d'amélioration de l'efficacité au sein du Groupe qui lui permettront de réaliser des économies et de réduire sa dette de 20 % en dix ans. Cette initiative de 36 semaines a pour objectif de réaliser des économies récurrentes de 30 millions de dollars en améliorant la productivité et les processus.

Programme d'achat d'énergie renouvelable auprès d'importants clients industriels

Le Programme d'achat d'énergie renouvelable auprès d'importants clients industriels compris dans le Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick offre un allègement des coûts à certains clients industriels importants qui font face à des concurrents situés dans des territoires où les coûts de l'énergie sont moins importants qu'au Nouveau-Brunswick. Ce programme permet à Énergie NB d'acheter de l'électricité renouvelable produite par d'importants clients industriels admissibles à un taux fixe. Au 31 mars 2012, Énergie NB n'avait conclu aucun contrat; cependant, lorsqu'ils seront en vigueur, les contrats d'achat d'énergie seront rétroactifs au 1^{er} janvier 2012.

Réintégration

Le Plan directeur de l'énergie du Nouveau-Brunswick prévoit la fusion du Groupe au sein d'un seul service public de la Couronne à intégration verticale, ainsi que la dissolution de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick et la réintégration des fonctions d'exploitation du réseau au sein d'Énergie NB. Cette réintégration devrait être achevée d'ici avril 2013, et elle permettra de réduire les coûts et d'améliorer l'efficacité de l'exploitation afin que la Corporation puisse relever les défis liés à la dette de façon très stratégique et ciblée.

RÉSULTATS D'UN EXERCICE À L'AUTRE – PRODUITS

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

Vue d'ensemble des produits

Vue d'ensemble des produits (en millions)	2011/12	2010/11
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province	1 266 \$	1 246 \$
À l'extérieur de la province	225	250
Transport	90	91
Divers	65	51
Total des produits	1 646 \$	1 638 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	0 %	3 %

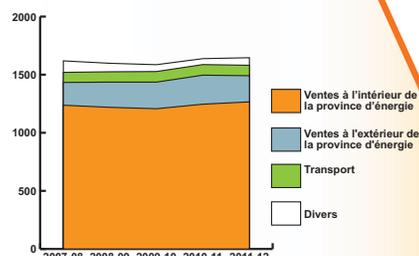
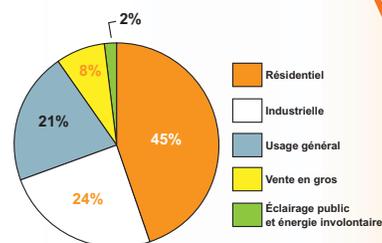
Ventes d'énergie à l'intérieur de la province

Ventes d'énergie à l'intérieur de la province (en millions)	2011/12	2010/11
Résidentiel	569 \$	551 \$
Industriel	306	311
Usage général	271	264
Vente en gros	96	97
Éclairage public et énergie involontaire	24	23
Total	1 266 \$	1 246 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	2 %	3 %
GWh	12 862	12 658
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	2 %	1 %

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 1 266 millions de dollars en 2011-12, ce qui représente une augmentation de 20 millions de dollars ou de 2 % par rapport à 2010-11. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
Augmentation	29 millions de dollars	Augmentation de la charge de service résidentielle et générale
<i>Facteurs compensatoires</i>		
(Diminution)	(7 millions de dollars)	Températures plus chaudes

Analyse des produits
en millions de dollarsVentes d'énergie à
l'intérieur de la province

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province

Ventes d'énergie à l'extérieur de la province (en millions)	2011/12	2010/11
Produits	225 \$	250 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution)	(10) %	9 %
GWh	3 132	2 994
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	5 %	29 %

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

En 2011-12, les ventes d'énergie à l'extérieur de la province ont diminué de 25 millions de dollars ou de 10 % par rapport à 2010-11. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

Produits	Montant	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
(Diminution)	(29 millions de dollars)	Diminution des prix du marché
	(6 millions de dollars)	Diminution des volumes principalement attribuable à l'expiration d'un contrat de vente de capacité au cours de l'exercice
<i>Facteurs compensatoires</i>		
Augmentation	10 millions de dollars	Augmentation des volumes de vente attribuable aux prix de vente favorables découlant de la diminution des coûts d'approvisionnement (en raison de l'augmentation des flux hydrauliques)

Produits divers

Les produits divers proviennent essentiellement :

- de la location de chauffe-eau;
- des frais d'utilisation des poteaux;
- du tarif point à point;
- des sous-produits de production.

Résultats des produits divers

Les produits divers se sont chiffrés à 65 millions de dollars en 2011-12, une augmentation de 14 millions de dollars par rapport à 2010-11. Cette augmentation est principalement attribuable à la vente d'une pelle à benne traînante de l'ancienne société NB Coal.

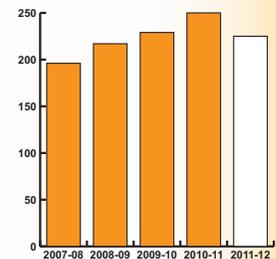
Produits de transport

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,
 - services d'ordonnancement.

Produits de l'extérieur de la province

en millions de dollars



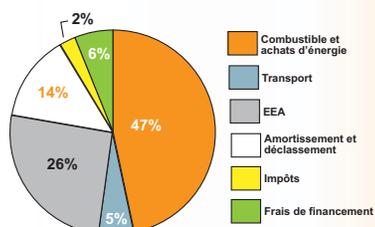
RÉSULTATS D'UN EXERCICE À L'AUTRE – CHARGES

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

Aperçu des charges

Charges (en millions)	2011/12		2010/11	
	\$	%	\$	%
Combustible et achats d'énergie	742	45	874	50
Transport	87	5	90	5
Exploitation, entretien et administration	409	25	416	24
Amortissement et déclassement	217	13	199	11
Impôts	40	2	40	2
Frais de financement	95	6	114	6
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	58	4	32	2
Total	1 648	100	1 765	100
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre		(7)		(7)

Dépenses totales



À la centrale de Point Lepreau, des travailleurs installent l'un des 380 canaux de combustible dans la cuve de calandre.

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

Le total des charges a diminué de 117 millions de dollars à 1 648 millions de dollars en 2011-12. Cette diminution est surtout attribuable aux facteurs suivants :

Charges	Changement	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
Combustible et achats d'énergie	Diminution de (132 millions de dollars)	<ul style="list-style-type: none"> Baisse globale des coûts de production; augmentation des flux hydrauliques; <i>facteurs partiellement contrebalancés par :</i> <ul style="list-style-type: none"> augmentation des volumes globaux requis; règlement unique, au cours de l'exercice précédent, d'un approvisionnement en combustible et d'un accord d'entreposage résultant en une réduction des coûts.
Frais de financement	Diminution de (19 millions de dollars)	<ul style="list-style-type: none"> Frais d'intérêts plus bas principalement liés à des niveaux d'endettement plus faibles (autres que la dette associée à des projets d'immobilisations en cours) et baisse des taux d'intérêt à long terme
Exploitation, entretien et administration	Diminution de (7 millions de dollars)	<ul style="list-style-type: none"> Diminution des charges liées aux programmes de retraite anticipée attribuable à un programme incitatif de réduction du personnel mis en œuvre au cours de l'exercice précédent; diminution des frais généraux découlant du règlement, au cours de l'exercice précédent, d'un contrat d'approvisionnement en gypse; diminution des charges de remise en état des terres au cours de l'exercice visé en raison d'un ajustement effectué au cours de l'exercice précédent; <i>facteurs partiellement contrebalancés par :</i> <ul style="list-style-type: none"> augmentation des charges de retraite; augmentation des coûts en main-d'œuvre et en heures supplémentaires relativement aux projets d'exploitation, d'entretien et de maintenance à la centrale de Point Lepreau; augmentation des coûts des fournisseurs de services embauchés à la centrale de Point Lepreau en préparation de la reprise du service, partiellement contrebalancée par la diminution des coûts à la centrale de Belledune par suite d'une interruption du service à l'exercice précédent.
<i>Facteurs compensatoires</i>		
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	Augmentation de 26 millions de dollars	Hausse des bénéfices
Amortissement et déclassement	Augmentation de 18 millions de dollars	<ul style="list-style-type: none"> Ajustement au coût du déclassement de la centrale de Grand Lake au cours de l'exercice; <i>facteur partiellement contrebalancé par :</i> <ul style="list-style-type: none"> radiations à l'égard des centrales de Belledune et de Colson Cove au cours de l'exercice précédent.

Combustible et achats d'énergie

Combustible et achats d'énergie (en millions)	2011/12		2010/11	
	\$	%	\$	%
Hydro	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0
Thermique	185	25	254	29
Achats	557	75	620	71
Total	742	100	874	100
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre		(15)		(1)

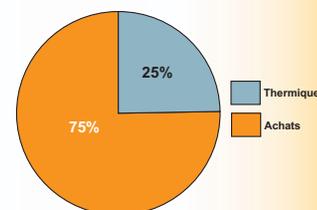
Principaux facteurs contribuant aux écarts relatifs au combustible et aux achats d'énergie d'un exercice à l'autre

Le coût de combustible et d'achats d'énergie a été de 742 millions de dollars en 2011-12, soit une diminution de 132 millions de dollars ou de 15 % depuis 2010-11.

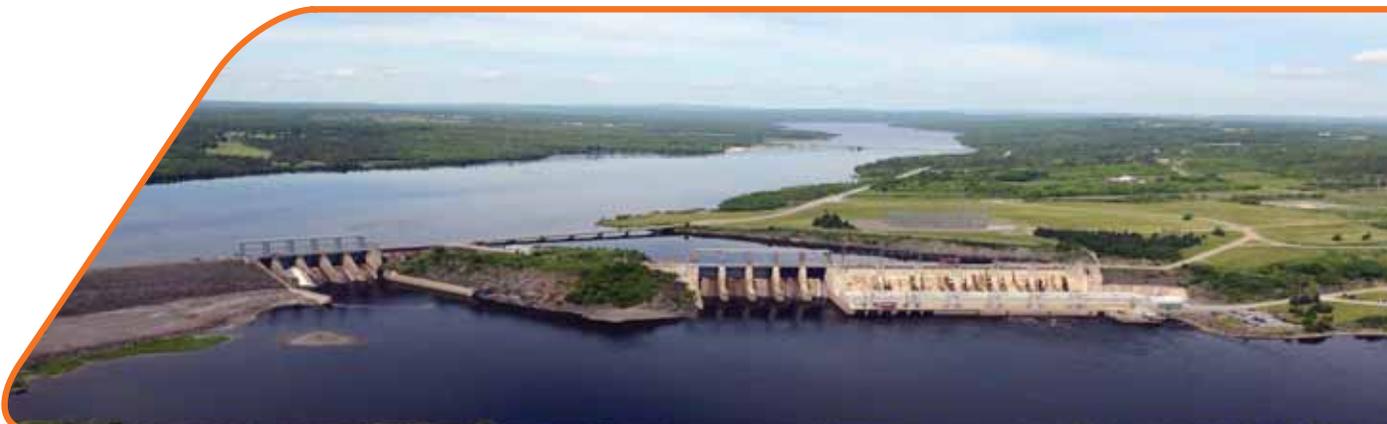
La diminution des coûts de combustible et d'achats d'énergie d'un exercice à l'autre est surtout attribuable aux facteurs suivants :

Frais de combustible et d'achats d'énergie	Montant	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
(Diminution)	(123 millions de dollars)	Coûts de production globaux inférieurs partiellement dus à une décision économique d'acheter plus d'énergie plutôt que d'en produire en raison de bas prix du marché
(Diminution)	(25 millions de dollars)	Augmentation des flux hydrauliques
<i>Facteurs compensatoires</i>		
Augmentation	10 millions de dollars	Augmentation des volumes globaux requis
Augmentation	9 millions de dollars	Règlement unique, au cours de l'exercice précédent, d'un accord d'approvisionnement en combustible et d'entreposage résultant en une réduction des coûts

Combustibles et achats d'énergie



La centrale de Mactaquac est la plus importante des centrales hydroélectriques d'Énergie NB.

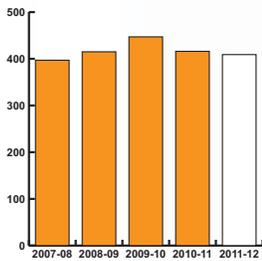


Exploitation, entretien et administration

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)	2011/12	2010/11
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	409 \$	416 \$
Pourcentage (de diminution) d'augmentation d'un exercice à l'autre	(2) %	(7) %

Frais d'exploitation, entretien et administration
en millions de dollars



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 409 millions de dollars en 2011-12, soit une diminution de 7 millions de dollars ou de 2 % par rapport à 2010-11. Voici les changements importants :

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	Montant	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
(Diminution)	(17 millions de dollars)	Diminution des charges liées aux programmes de retraite anticipée attribuable à un programme incitatif de réduction du personnel mis en œuvre au cours de l'exercice précédent
(Diminution)	(5 millions de dollars)	Règlement d'un contrat d'approvisionnement en gypse au cours de l'exercice précédent
(Diminution)	(5 millions de dollars)	Ajustement des charges de remise en état des terres au cours de l'exercice précédent
<i>Facteurs compensatoires</i>		
Augmentation	7 millions de dollars	Augmentation des coûts en main-d'œuvre à la centrale de Point Lepreau en raison de l'augmentation des heures supplémentaires et de la diminution des coûts en main-d'œuvre alloués au capital à mesure que les activités de remise à neuf achèvent et que les employés se concentrent sur les travaux d'exploitation, d'entretien et d'administration nécessaires à la reprise du service
Augmentation	7 millions de dollars	Augmentation des coûts des fournisseurs de services embauchés et des matériaux principalement en raison des délais liés au projet de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, partiellement contrebalancée par l'augmentation des coûts liés à la panne de service à la centrale de Belledune au cours de l'exercice précédent
Augmentation	5 millions de dollars	Augmentation des intérêts relatifs aux régimes de retraite et des charges d'amortissement en raison d'un rendement moins élevé sur l'actif des régimes et d'une diminution du taux d'actualisation

Claude Boucher, releveur de compteurs, se sert d'un appareil portatif pour lire les compteurs dans la région de Moncton.



Amortissement et déclassement

Amortissement et déclassement (en millions)	2011/12	2010/11
Amortissement et déclassement	217 \$	199 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	9 %	0 %

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

Les coûts d'amortissement et de déclassement se sont chiffrés à 217 millions de dollars en 2011-12, soit une hausse de 18 millions de dollars ou de 9 % par rapport à 2010-11, en raison des facteurs principaux suivants :

Charges d'amortissement et de déclassement	Montant	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
Augmentation	16 millions de dollars	Augmentation des charges de déclassement découlant d'un ajustement à la centrale de Grand Lake en 2011-12
Augmentation	6 millions de dollars	Augmentation des charges de déclassement découlant d'un ajustement à la centrale de Dalhousie en 2011-12
Augmentation	3 millions de dollars	Augmentation des charges d'amortissement liées à l'ajustement du passif au titre du déclassement de la centrale de Coleson Cove et à l'ajustement du passif au titre du combustible nucléaire irradié
<i>Facteurs compensatoires</i>		
(Diminution)	(6 millions de dollars)	Radiations à l'égard des centrales de Belledune et de Coleson Cove au cours de l'exercice précédent

Frais de financement

Frais de financement (en millions)	2011/12	2010/11
Frais de financement	95 \$	114 \$
Pourcentage de (diminution) d'un exercice à l'autre	(17) %	(14) %

Facteurs contribuant aux changements aux frais de financement

Les frais de financement se sont élevés à 95 millions de dollars en 2011-12, soit une diminution de 19 millions de dollars ou de 17 % par rapport à 2010-11, principalement en raison du facteur suivant :

Frais de financement	Montant	Raisons
<i>Facteur contributif</i>		
(Diminution)	(19 millions de dollars)	Frais d'intérêts plus bas principalement liés à des niveaux d'endettement inférieurs et taux d'intérêt à long terme plus faibles ³

³Bien que la dette ait augmenté depuis mars 2011, l'augmentation est liée à des projets d'investissement en cours et au report. La dette totale (autre que la dette associée aux projets d'investissement en cours à la centrale de Point Lepreau et au report) a été réduite depuis mars 2011, principalement en raison de flux de trésorerie positifs provenant de l'exploitation.

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

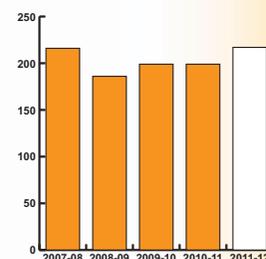
Le groupe d'Énergie NB doit effectuer des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick ou récupérer des impôts déjà payés par l'application des reports rétrospectifs. Ces paiements ou recouvrements sont calculés en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 26,375 %. Les paiements spéciaux (recouvrements) s'établissent comme suit :

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (en millions)	2011/12	2010/11
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	58 \$	32 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	81 %	160 %

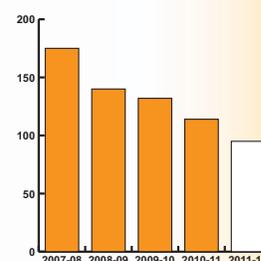
Facteurs contribuant aux changements des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ont été de 58 millions de dollars en 2011-12, soit une augmentation de 26 millions de dollars par rapport à 2010-11. Cette augmentation est attribuable à l'augmentation des bénéfices.

Amortissement et déclassement
en millions de dollars



Frais de financement
en millions de dollars



REPORTS RÉGLEMENTAIRES

Explains the impact of the regulatory deferrals.

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

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 de Point Lepreau. 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 tous 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.

⁴L'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 sur les bénéfices avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

En 2011-12, 180 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 189 millions de dollars;
- des coûts supplémentaires pour l'approvisionnement en énergie de 200 millions de dollars;

partiellement contrebalancés par :

- des coûts de 209 millions de dollars inclus aux tarifs actuels.

En plus de l'ajustement du report réglementaire dans l'état des résultats, les intérêts débiteurs liés au projet de remise à neuf au coût de 37 millions de dollars ont été reportés, ce qui a mené à une baisse des frais de financement au cours de l'exercice.

À la centrale de Point Lepreau, des travailleurs insèrent manuellement une grappe de combustible dans le réacteur.



Report réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA

Contexte

Le 23 août 2007, la Commission de l'énergie et des services publics (la « 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.

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

En 2011-12, (5) millions de dollars en ajustements de coûts découlant du règlement de la poursuite ont été reportés. Les ajustements de report comprenaient :

- des économies d'amortissement et d'intérêts de 27 millions de dollars à la suite du règlement de la poursuite (les économies d'intérêts augmenteront à mesure que le montant du règlement sera reçu);

partiellement contrebalancées par :

- l'actualisation de 22 millions de dollars du bénéfice pour les clients.

Bénéfice net ajusté pour éliminer les effets de la réglementation comptable

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

(en millions)	2011/12	2010/11
Bénéfice net avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	231\$	99\$
Moins l'ajustement au bénéfice découlant du report réglementaire	(175)	(216)
Moins les intérêts sur le report (la réduction des frais financiers)	(40)	(30)
Bénéfice net (perte nette) avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ajustés pour éliminer les effets de la réglementation comptable	16\$	(147)\$

INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe conclut des contrats à terme de matières premières. Les incidences comptables de ces instruments financiers sont illustrées dans la note 26 des états financiers.

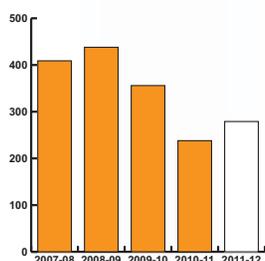
Mark Maillard, technicien de lignes électriques, installe un lampadaire à diodes électroluminescentes (DEL) dans la région de Dieppe.



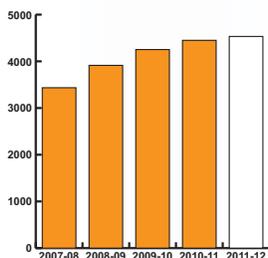
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Cette section présente un aperçu de la situation de trésorerie et des sources de financement d'Énergie NB. Les deux principaux facteurs ayant une incidence sur la dette d'Énergie NB sont les dépenses d'investissement et les flux de trésorerie provenant de l'exploitation.

Dépenses d'investissement en millions de dollars



Dette nette totale en millions de dollars



Dette totale⁵

Dette totale (en millions)	2011/12	2010/11
Dette à long terme	3 950 \$	3 967 \$
Dette à court terme	583	483
Dette totale	4 533	4 450
Dette/capital	91 %	94 %
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation/ dette totale	0,09	0,07

⁵Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon les dates d'échéance de la dette et les besoins d'investissement en capitaux. Depuis la restructuration du 1^{er} octobre 2004, le Groupe émet des obligations à long et à court terme 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

Variation de la dette totale (en millions)	2011/12	2010/11
Dette totale – 1 ^{er} avril	4 450 \$	4 253 \$
<i>Exigences de la dette :</i>		
Projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau	146	120
Ajustement lié au report de la centrale de Point Lepreau et intérêts sur le report	217	224
Autres dépenses d'investissement	133	118
Remboursements de la dette au cours de l'exercice	(413)	(265)
Dette totale – 31 mars	4 533 \$	4 450 \$

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

La dette totale a augmenté de 83 millions de dollars en 2011-12 en raison des exigences suivantes :

- 146 millions de dollars de dépenses d'investissement pour le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau;
- 217 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);
- 133 millions de dollars principalement liés aux dépenses régulières d'investissement et aux dépenses de déclassement, partiellement contrebalancées par l'augmentation du fond de roulement.

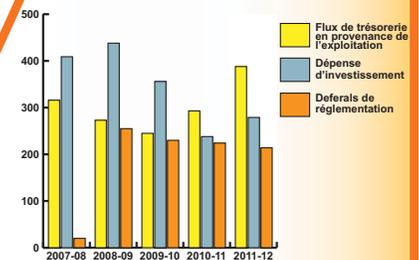
Ces exigences de dette ont été partiellement compensées par les remboursements de la dette au cours de l'exercice de 413 millions de dollars.

Décaissements libres

Augmentation de la dette nette (en millions)	2011/12	2010/11
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	388 \$	293 \$
Dépenses d'investissement moins le produit de la cession	(264)	(238)
Recouvrement des investissements (liés aux livraisons de combustible reçues de PDVSA)	0	55
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	53	(36)
Paiements du fonds de fiducie nucléaire	(22)	(22)
Dépenses de déclassement	(13)	(10)
Reports réglementaires, excluant les ajustements à l'évaluation de la valeur de marché	(215)	(224)
Décaissements libres	(73) \$	(182) \$
Dividendes versés	(16)	(9)
Variation de la trésorerie	6	(6)
(Augmentation) de la dette totale	(83) \$	(197) \$

Composants des flux de trésorerie

en millions de dollars



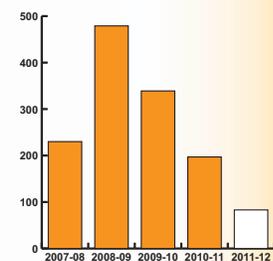
Facteurs contribuant à la variation des décaissements libres

Les décaissements libres ont été de 73 millions de dollars en 2011-12, soit une diminution de 109 millions de dollars par rapport à 2010-11. Les principales raisons de la diminution sont les suivantes :

Diminution des décaissements libres	Principalement en raison
<i>Facteurs contributifs</i>	
Augmentation du fonds de roulement	de l'échéancier des paiements
Diminution des reports réglementaires (excluant les ajustements à la valeur du marché)	de la variation nette des reports réglementaires liés au projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et du règlement de la poursuite contre PDVSA
Augmentation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation	de la hausse du bénéfice
<i>Facteurs compensatoires</i>	
Augmentation des dépenses d'investissement	du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau des dépenses régulières d'investissement
Diminution du recouvrement des investissements	du recouvrement des investissements liés aux livraisons de combustible reçues de PDVSA au cours de l'exercice précédent

Augmentation de la dette

en millions de dollars



Dépenses d'investissement

Dépenses d'investissement (en millions)	2011/12	2010/11
Dépenses d'investissement majeures du projet	150 \$	124 \$
Dépenses d'investissement régulières du projet	132 \$	120 \$
Moins les contributions des clients	(3) \$	(6) \$
Total des dépenses d'investissement	279 \$	238 \$

Facteurs contribuant à la variation 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 279 million de dollars en 2011-12. Cette augmentation d'un exercice à l'autre de 41 millions de dollars ou de 17 % s'explique essentiellement par les éléments suivants :

Dépenses d'investissement	Montant	Raisons
<i>Facteurs contributifs</i>		
Augmentation	26 millions de dollars	Augmentation des dépenses du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et achèvement d'amélioration de la turbine
Augmentation	12 millions de dollars	Augmentation des dépenses d'investissement régulières

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation (en millions)	2011/12	2010/11
Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	388 \$	293 \$
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre	32 %	20 %

Facteurs contribuant à la variation des flux de trésorerie provenant de l'exploitation

En 2011-12, les flux de trésorerie en provenance de l'exploitation ont augmenté de 95 millions de dollars à 388 millions de dollars. Cette augmentation résulte des facteurs suivants :

Flux de trésorerie provenant de l'exploitation	Montant	Raisons
<i>Facteur contributif</i>		
Augmentation	106 millions de dollars	Augmentation du bénéfice net
<i>Facteur compensatoire</i>		
(Diminution)	(11 millions de dollars)	Diminution des montants facturés à l'exploitation n'exigeant pas de paiement comptant (principalement en raison de la vente d'un actif)

Des équipes d'Énergie NB exécutent des travaux d'entretien sur des lignes électriques près de Woodstock.



MODIFICATIONS DE MÉTHODES COMPTABLES CRITIQUES

Cette section fournit un aperçu des méthodes comptables d'Énergie NB qui ont changé.

Sujet	But
Modifications de conventions comptables pour l'exercice 2012	Aucun changement n'a eu d'incidence sur les états financiers au cours de l'exercice clos le 31 mars 2012
Futur 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 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 du Canada pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. En mars 2012, le Conseil des normes comptables du Canada a permis aux entreprises avec des activités à tarifs réglementés de différer de un an la mise en œuvre des IFRS. Bon nombre des services publics à tarifs réglementés au Canada, y compris Énergie NB, ont rencontré les exigences pour le report, et Énergie NB a choisi de reporter la mise en œuvre. La date de transition pour le groupe Énergie NB est avril 2013. Cela nécessitera le retraitement, à des fins comparatives, des montants déclarés par le Groupe pour son exercice se clôturant le 31 mars 2013 et du bilan d'ouverture au 1^{er} avril 2012.

Progrès à ce jour et évaluation des incidences

Une équipe de projet est en place pour effectuer le travail de base 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 du Canada et les IFRS ont été déterminées et la Corporation a presque complété la détermination de l'incidence sur les politiques, les processus, les systèmes et les états financiers au moment de l'adoption. Le Groupe a effectué un travail important en ce qui a trait à la détermination des soldes d'ouverture dans l'état cumulé de la situation financière et prévoit 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 : les pratiques comptables réglementaires, les immobilisations, les avantages sociaux des employés et les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Des ajustements seront apportés aux bénéficiaires non distribués 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. L'IASB (International Accounting Standards Board) travaille présentement à l'élaboration d'un programme qui devrait inclure une décision relativement à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

Veillez vous reporter à la note 4o) des états financiers pour une liste des principales estimations comptables d'Énergie NB.

Des employés d'Énergie NB installent un nouveau régulateur sur le chemin Bedell Settlement.





Énergie NB Power

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
Président – directeur général

Darren Murphy
Vice-président, Finances
et Ressources humaines et
Chef, Finances

Le 10 juin 2012

Deloitte.

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 2012, et les états cumulés des résultats, des bénéfices non répartis (du déficit), du résultat étendu, 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.

Responsabilité de la direction pour les états financiers cumulés

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.

Responsabilité de l'auditeur

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 planifions et réalisons 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.

Opinion

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 2012, 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 20 juin 2012

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT CUMULÉ DES RÉSULTATS (EN MILLIONS)

Pour l'exercice clos le 31 mars 2012	2012	2011
Produits		
Ventes d'énergie		
À l'intérieur de la province (note 3)	1 266 \$	\$1,246 \$
À l'extérieur de la province (note 6)	225	250
Produits liés au transport (note 25)	90	91
Produits divers	65	51
(Perte) sur la créance à long terme et les contrats connexes (note 13)	-	(22)
	1 646	1,616
Charges		
Combustible et achats d'énergie	742	874
Frais de transport (note 25)	87	90
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	409	416
Amortissement et déclassement (note 7)	217	199
Impôts (note 8)	40	40
	1 495	1 619
Bénéfice (perte) avant les éléments ci-dessous :	151	(3)
Frais de financement (note 9)	95	114
Reports réglementaires (notes 3 et 14)	(175)	(216)
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	231	99
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (note 10)	58	32
Bénéfice net	173 \$	67 \$

ÉTAT CUMULÉ DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (DU DÉFICIT) (EN MILLIONS)

Pour les exercices clos les 31 mars	2012	2011
(Déficit) au début de l'exercice	(33) \$	\$(91) \$
Bénéfice net de l'exercice	173	67
Dividendes déclarés (note 25)	(16)	(9)
Bénéfices non répartis (déficit) à la fin de l'exercice	124 \$	\$(33) \$

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

BILAN CUMULÉ (EN MILLIONS)

Aux 31 mars	2012	2011
Actif à court terme		
Trésorerie	4 \$	10 \$
Débiteurs (note 25)	263	266
Matières, fournitures et combustible	221	252
Charges payées d'avance	15	9
Tranche à court terme des actifs dérivés (note 26)	-	5
	503	542
Immobilisations corporelles (note 15)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	7 975	7 717
Moins : amortissement cumulé	4 066	3 944
	3 909	3 773
Actif à long terme		
Fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié (note 16)	584	497
Actifs dérivés (note 26)	-	13
Actifs réglementaires (note 14)	943	728
Autres actifs (note 17)	3	4
	1 530	1 242
Autres actifs		
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	-	2
Actif incorporel (note 18)	20	20
Prestations de retraite reportées (note 19)	44	53
	64	75
Actif total	6 006 \$	5 632 \$

Au Nom De La Corporation De Portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick



Ed Barrett
Président du conseil



Gaëtan Thomas
Président -
directeur général

BILAN CUMULÉ (EN MILLIONS)

Aux 31 mars	2012	2011
Passif à court terme		
Dettes à court terme (note 20)	583 \$	483 \$
Créditeurs et charges à payer (note 25)	227	199
Intérêts courus (note 25)	37	38
Tranche à court terme de la dette à long terme (note 21)	481	550
Tranche à court terme des passifs dérivés (note 26)	77	27
	1 405	1 297
Dette à long terme (note 21)		
Débiteures	3 469	3 417
Passif reporté		
Déclassement des centrales et gestion du combustible nucléaire irradié (note 22)	549	489
Autres (note 23)	107	107
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices _ autres éléments du résultat étendu (note 26)	1	5
Passifs dérivés (note 26)	21	11
	678	612
Capitaux propres		
Capital-actions (note 11)	140	140
Surplus d'apport (note 12)	187	187
Cumul des autres éléments du résultat étendu	3	12
Bénéfices non répartis (déficit)	124	(33)
	454	306
Total du passif et des capitaux propres	6 006 \$	5 632 \$

Engagements, éventualités et garanties (note 28)

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK

ÉTAT CUMULÉ DU RÉSULTAT ÉTENDU (EN MILLIONS)

Pour les exercices clos les 31 mars	2012	2011
Bénéfice net	173 \$	\$67 \$
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts		
(Perte nette) gain net non réalisé(e) sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ¹	(100)	4
Gain net non réalisé lié à l'évaluation à la valeur de marché des fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire ²	49	11
	(51)	15
Reclassement aux résultats des dérivés réglés désignés comme couvertures de flux de trésorerie ³	42	59
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts	(9)	74
Résultat étendu	164 \$	141 \$

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NOUVEAU-BRUNSWICK ÉTAT DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU (EN MILLIONS)

Pour les exercices clos les 31 mars	2012	2011
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	12 \$	\$(62) \$
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	(9)	74
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	3 \$	\$12 \$

¹Déduction faite d'un crédit d'impôt de 35 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2012, comparativement à des impôts de 2 millions de dollars au 31 mars 2011.

²Déduction faite des impôts de 17 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2012, comparativement à 4 millions de dollars au 31 mars 2011.

³Déduction faite des impôts de 15 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2012, comparativement à 24 millions de dollars au 31 mars 2011.

ÉTAT CUMULÉ DU RÉSULTAT ÉTENDU (EN MILLIONS)

Pour les exercices clos les 31 mars	2012	2011
Activités d'exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	173 \$	67 \$
Montants imputés ou crédités à l'exploitation, mais n'entraînant pas de sorties de fonds (note 24)	215	226
	388	293
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement des installations nucléaires et de la gestion du combustible nucléaire irradié	(22)	(22)
Dépenses liées au déclassement et à la gestion du combustible nucléaire irradié	(13)	(10)
Reportes réglementaires excluant les ajustements à la valeur de marché (note 14)	(215)	(224)
Variation nette des soldes hors trésorerie du fonds de roulement	53	(36)
	191	1
Activités d'investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite de la contribution de clients	(279)	(238)
Produit de la cession d'immobilisations	15	-
Recouvrement de dépenses en immobilisations (livraisons reçues) (note 13)	-	55
	(264)	(183)
Activités de financement		
Remboursement de la dette	(548)	(100)
Produit de l'émission de la dette à long terme	531	487
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	100	(190)
Dividendes payés	(16)	(9)
	67	188
(Sorties) rentrées nettes	(6)	6
Trésorerie au début de l'exercice	10	4
Trésorerie à la fin de l'exercice	4 \$	\$10 \$

NOTE 1. 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 »).

NOTE 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 (se reporter à la note 5). Les états financiers cumulés comprennent les comptes de Holding Énergie NB et ceux de ses filiales, énumérées ci-dessus.

NOTE 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 »)	<p>Establishes</p> <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 3 % ou au pourcentage de variation de l'indice moyen des prix à la consommation, selon le plus élevé des deux montants, 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 des 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 14), la CESP a statué sur la façon dont les avantages du règlement seraient transférés aux clients.

Transport Énergie NB

Au 31 mars 2012, 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 15). 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

Distribution Énergie NB affiche un actif au titre d'un report réglementaire lié à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Cet actif comprend :

- les coûts non incorporables 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 :

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

Règlement de la poursuite contre PDVSA

Au cours de l'exercice 2007-2008, Distribution Énergie NB a comptabilisé un actif au titre d'un report réglementaire lié au règlement de la poursuite contre PDVSA (se reporter à la note 14).

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 comme suit :

	2012	2011
Bénéfice net avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts	231\$	99\$
Moins : ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	(175)	(216)
Moins : intérêts sur le report (réduction des frais de financement)	(40)	(30)
Bénéfice net (perte nette) avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ajusté(e) pour éliminer l'incidence de la comptabilité réglementaire	16\$	(147)\$

NOTE 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
- Dette 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 sont évalués au moindre du coût ou de la valeur nette de réalisation. 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.

Intérêts et provision pour fonds utilisés durant la construction

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.

Coût des actifs du réseau de distribution mis hors service

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

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

Constatation 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 comptabilisée en résultat.

c. Actif incorporel

L'actif incorporel est inscrit au bilan, au coût, et est amorti sur sa durée de vie utile estimative (50 ans) (se reporter à la note 18).

d. Opérations de change

Les actifs et les 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; 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 présentés 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 2012 :

- 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 2012;
- 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 présentés 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 des calculs actuariels complexes 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, et 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 plus élevé des deux montants, 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 de 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 à 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;
- 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 ces 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 26). La hiérarchie est établie en fonction des données utilisées dans l'évaluation de la juste valeur.

I. 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 25). 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 26,38 % pour l'exercice clos le 31 mars 2012, comparativement à 28,88 % pour l'exercice clos le 31 mars 2011;
- les paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les autres éléments du résultat étendu en fonction d'un taux de 26,38 % pour l'exercice clos le 31 mars 2012, comparativement à 28,88 % pour l'exercice clos le 31 mars 2011.

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 2012, les achats effectués en vertu de ce contrat se sont élevés à 39 millions de dollars, comparativement à 42 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 mars 2011.

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 4b	Immobilisations corporelles
Note 4j	Produits (estimations des montants facturés)
Note 7	Amortissement et déclassement des immobilisations corporelles
Note 13	Créance à long terme
Note 14	Actifs et passifs réglementaires
Note 16	Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 19	Prestations de retraite reportées
Note 22	Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié
Note 23	Passifs reportés – autres
Note 26	Instruments financiers
Note 28	Engagements, éventualités et garanties

NOTE 5. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Modifications de conventions au cours de l'exercice clos le 31 mars 2012

Au cours de l'exercice clos le 31 mars 2012, 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 importantes

Date	Événement
Mars 2012	Le Conseil des normes comptables (le « CNC ») a permis aux sociétés qui exercent des activités à tarifs réglementés de reporter de 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 se clôturant le 31 mars 2014.
1 ^{er} avril 2013	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 se clôturant le 31 mars 2013 ainsi que du bilan d'ouverture au 1 ^{er} avril 2012.

NOTE 6. PRODUITS PROVENANT DE L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE

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

	2012	2011
Clients aux États-Unis	103 \$	\$116 \$
Clients au Canada	122	134
Produits provenant de l'extérieur de la province	225 \$	\$250 \$

NOTE 7. AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

	2012	2011
Amortissement	187 \$	\$171 \$
Déclassement	30	28
Amortissement et déclassement	217 \$	\$199 \$

NOTE 8. TAXES

	2012	2011
Impôts fonciers	23 \$	23 \$
Impôts sur les services publics et les emprises	17	17
Impôts	40 \$	40 \$

NOTE 9. FRAIS DE FINANCEMENT

	2012	2011
Intérêts débiteurs (note 25)	201 \$	\$202 \$
Moins les revenus tirés des fonds en fiducie et des autres placements	(22)	(21)
	179	181
Frais de gestion du portefeuille de la dette (note 25)	29	28
Amortissements des escomptes et des primes	-	1
(Gains) pertes de change réalisé(e)s	-	1
	208	211
Moins les intérêts capitalisés	(113)	(97)
Frais de financement	95 \$	114 \$

Intérêts versés au cours de l'exercice

Les intérêts versés au cours de l'exercice sont de 203 millions de dollars, comparativement à 200 millions de dollars en 2011. 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 2011.

NOTE 10. AIEMENTS 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. s in lieu of income taxes – other comprehensive income.

Paiements spéciaux pour l'exercice

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

	2012	2011
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	231 \$	99 \$
(Bénéfice) perte non assujetti(e) à des paiements tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (Mine Reclamation Inc.)	(12)	8
Bénéfice assujetti à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	219	107
Taux d'imposition	26,38 %	28,88 %
	57	31
Écart de taux lié au report de perte en avant/en arrière	1	1
	58 \$	32 \$

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices versés au cours de l'exercice se sont élevés à 60 millions de dollars, comparativement à 27 millions de dollars en 2011.

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	2011
Autres éléments du résultat étendu avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(12) \$	104 \$
Taux d'imposition	26,38 %	28,88 %
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (d'économie)	(3) \$	\$30 \$

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

NOTE 11. CAPITAL-ACTIONS

Le groupe Énergie NB, avec l'approbation de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (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 en exploitation.

NOTE 12. 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	2012	2011
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	481 \$	550 \$
Moins : trésorerie	4	10
	477	540
Dette à court terme	583	483
Dette à long terme	3 469	3 417
Capital-actions	140	140
Surplus d'apport	187	187
Bénéfices non répartis (déficit)	124	(33)
Total du capital	4 980 \$	4 734 \$
Pourcentage de la dette nette ⁵ dans la structure du capital	91 %	94 %

⁵ La dette nette correspond à la dette à long terme, la dette à court terme et la trésorerie.

NOTE 13. 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 million	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'OrimulsionMD. 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 2011-2012, le règlement a donné lieu à :

- une baisse des intérêts débiteurs de 14 millions de dollars;
- une diminution de l'amortissement de 13 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	2012	2011
Solde d'ouverture	- \$	77 \$
Livraisons reçues	-	(55)
	-	22
(Perte) sur la créance à long terme et les couvertures connexes	-	(22)
Ajustements de coûts réalisés	-	(1)
Ajustements non réalisés découlant de l'évaluation à la valeur de marché des couvertures connexes ⁶	-	1
	-	(22)
	-	-
Moins : tranche à court terme	-	-
Solde de clôture	- \$	- \$

⁶ (La perte) le gain non réalisé sur les couvertures connexes est constaté dans les actifs ou les passifs dérivés.

NOTE 14. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

Distribution Énergie NB a comptabilisé des actifs réglementaires totalisant 943 millions de dollars au 31 mars 2012, comparativement à 728 millions de dollars au 31 mars 2011. Le tableau suivant présente un rapprochement des deux actifs réglementaires.

Actif (passif) réglementaire – Règlement de la poursuite contre PDVSA	2012	2011
Solde d'ouverture	55 \$	33 \$
Ajustement du report dans l'état des résultats		
Économie au titre de l'amortissement et des intérêts	(27)	(27)
Perte non réalisée découlant de l'évaluation à la valeur de marché de la créance à long terme	-	22
Perte non réalisée découlant de l'évaluation à la valeur de marché des couvertures de contrats de fret connexes	-	1
Ajustement des coûts sur les livraisons reçues	-	(1)
Avantage échelonné pour les clients ⁷	22	24
	(5)	19
Intérêts sur le report	3	3
	(2)	22
Solde de clôture	53 \$	55 \$
Actif réglementaire – Report lié à la centrale de Point Lepreau	2012	2011
Solde d'ouverture	673 \$	449 \$
Ajustement du report dans l'état des résultats		
Coûts engagés au cours de la période	189	164
Coûts additionnels liés à l'approvisionnement en énergie	200	239
Compensation pour les coûts inclus dans les tarifs actuels	(209)	(206)
	180	197
Intérêts sur le report	37	27
Solde de clôture	890 \$	673 \$
Total des actifs réglementaires	943 \$	728 \$

⁷Représente 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 les 13 prochaines années.

Ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	2012	2011
Règlement de la poursuite contre PDVSA	(5) \$	19 \$
Report lié à la centrale de Point Lepreau	180	197
Ajustement du bénéfice en fonction du report réglementaire	175 \$	216 \$

NOTE 15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	2012			2011		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Centrales électriques	4 467 \$	2 915 \$	1 552 \$	4 404 \$	2 839 \$	1 565 \$
Réseau de transport	373	183	190	366	176	190
Postes et sous-stations	542	308	234	524	298	226
Réseau de distribution	861	440	421	839	425	414
Bâtiments et propriétés	63	39	24	62	38	24
Système de communication et systèmes informatiques	150	125	25	148	115	33
Véhicules	77	40	37	72	39	33
Actifs divers	39	16	23	36	14	22
Construction en cours	1 403	-	1 403	1 266	-	1 266
Total	7 975 \$	4 066 \$	3 909 \$	7 717 \$	3 944 \$	3 773 \$

Les coûts de construction en cours liés à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau s'élevaient à 1 208 millions de dollars au 31 mars 2012, comparativement à 1 062 millions de dollars au 31 mars 2011.

La charge liée au coût des capitaux propres (provision pour fonds utilisés durant la construction) pour 2012 s'est établie à 1 million de dollars, comparativement à 1 million de dollars en 2011.

NOTE 16. 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 2011-2012 s'est établi à néant (néant pour l'exercice 2010-2011).
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 <i>Loi</i> , 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 2011-2012 s'est établi à 5 millions de dollars (4 millions de dollars pour l'exercice 2010-2011).

État des fonds du groupe Énergie NB

Le tableau suivant présente l'état de chaque fonds.

	2012	2011
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire		
Fonds distinct au titre du déclassement	189 \$	160 \$
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
1. Fonds distinct au titre du combustible nucléaire irradié	301	260
2. Fonds en fiducie au titre du combustible nucléaire irradié	94	77
	395	337
Total des fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié ⁸	584 \$	497 \$

⁸Comprend un ajustement découlant de l'évaluation à la valeur de marché de 102 millions de dollars au 31 mars 2012, comparativement à 37 millions de dollars au 31 mars 2011.

NOTE 17. 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 de 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.

	2012	2011
Installation de séparation de cendres	3 \$	4 \$

NOTE 18. 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).

	2012	2011
Actif incorporel	22 \$	\$22 \$
Amortissement cumulé	(2)	(2)
	20 \$	\$20 \$

NOTE 19. 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 les 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 4g). 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 2012. 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 2011. La prochaine évaluation actuarielle doit être terminée au 1^{er} avril 2012. La plus récente évaluation actuarielle effectuée aux fins de la capitalisation du régime de Mine Reclamation Inc. est datée du 1^{er} janvier 2011. La prochaine doit être terminée au 1^{er} janvier 2014.

Hypothèses

Les principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2012	2011
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	4,9	5,75
Taux de rendement à long terme prévu de l'actif au titre du régime	6,96	6,75
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 :

	2012	2011
Coût des services rendus au cours de l'exercice	19 \$	17 \$
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations constituées	78	75
(Gain réel) sur l'actif au titre du régime	(47)	(92)
Écart entre le rendement prévu et le rendement réel de l'actif au titre du régime	(24)	20
Pertes actuarielles sur l'obligation au titre des prestations constituées	199	110
Écart entre la perte actuarielle constatée pour l'exercice et la perte actuarielle sur l'obligation au titre des prestations constituées pour l'exercice	(183)	(99)
Amortissement de l'actif transitoire	(3)	(3)
	39 \$	28 \$

Actifs et obligations

Les actifs et les 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 :

	2012	2011
Actifs du fonds de retraite à la juste valeur	1 104 \$	1 070 \$
Obligation au titre des prestations constituées	(1 593)	(1 354)
Déficit du régime de retraite	(489)	(284)
Actif transitoire non amorti	(13)	(16)
Pertes non amorties	546	353
Prestations de retraite reportées	44 \$	53 \$

Cotisations

Conformément aux règlements, les cotisations se détaillent comme suit :

	2012	2011
Cotisations des employés	12 \$	13 \$
Cotisations de l'employeur	28 \$	30 \$

NOTE 20. DETTE À COURT TERME

Le Groupe emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la Corporation financière. Au 31 mars 2012, la dette à court terme envers la Corporation financière était de 583 millions de dollars, comparativement à 483 millions de dollars au 31 mars 2011.

NOTE 21. 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 :

	2012	2011
Débitures détenues par la Corporation financière	3 992 \$	4 010 \$
	3 992	4 010
Escomptes et primes non amortis	(42)	(43)
	3 950	3 967
Moins : tranche à court terme	(481)	(550)
Dette à long terme	3 469 \$	3 417 \$

Échéances

Les dates d'échéance des débiteures se situent entre 2012 et 2039. Les conditions des débiteures sont telles que le Groupe doit faire des remboursements annuels de 1 % du montant initial de chaque débenture à la date anniversaire de son échéance. Ces remboursements seront faits jusqu'à la date d'échéance réelle des débiteures, date à laquelle le solde du capital restant sera remboursé.

Taux d'intérêt

Les débiteures portent intérêt à des taux fixes variant de 3,35 % à 8,75 %. Au 31 mars 2012, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débiteures en cours était de 4,70 %, comparativement à 5,15 % au 31 mars 2011.

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 clôturant les	Remboursement de capital
31 mars 2013 – tranche à court terme	481 \$
31 mars 2014	188
31 mars 2015	37
31 mars 2016	339
31 mars 2017	309
31 mars 2018 et par la suite	2 638
Tranche à long terme	3 511 \$
	3 992 \$

NOTE 22. 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 16 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 16 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			
2012	175 \$	907 \$	662 \$
2011	162 \$	889 \$	585 \$
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	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
Dépenses en espèces requises jusqu'à l'an	2039	2079	2164
Taux utilisé pour actualiser les flux de trésorerie			
– pour la constatation initiale du passif	7,1 %	7,1 %	7,1 %
– pour la constatation ultérieure du passif additionnel	De 5,3 % à 6,3 %	5,5 % à 5,9 %	De 5,2 % à 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 %	De 1,9 % à 4,1 %

Passifs à la fin de l'exercice

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

Passif au titre du déclassement des centrales thermiques	2012	2011
Solde au début de l'exercice	91 \$	93 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	26	(1)
Plus : charge de désactualisation	6	6
Moins : dépenses	(9)	(7)
Solde à la fin de l'exercice	114 \$	91 \$
Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire		
Solde au début de l'exercice	155 \$	146 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	–	1
Plus : charge de désactualisation	9	8
Solde à la fin de l'exercice	164 \$	155 \$
Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début de l'exercice	243 \$	232 \$
Plus : passifs engagés, incluant les révisions des flux de trésorerie	15	–
Plus : charge de désactualisation	14	12
Moins : dépenses	(1)	(1)
Solde à la fin de l'exercice	271 \$	243 \$
Passifs au titre du déclassement des centrales et de la gestion du combustible nucléaire irradié	549 \$	489 \$

NOTE 23. 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.

	2012	2011
Régimes de retraite anticipée	68 \$	\$70 \$
Régime d'allocations de retraite	26	24
Autres avantages sociaux futurs à payer	7	6
Remise en état des terres de Mine Reclamation Inc.	3	5
Obligation environnementale de Mine Reclamation Inc.	10	10
	114	115
Moins : montants échéant à moins de un an ⁹	(7)	(8)
Passifs reportés – autres	107 \$	\$107 \$

⁹Les montants échéant à moins de un an sont inclus dans les créditeurs et charges à payer.

Passif au titre des prestations de retraite anticipée

Comme il en est fait mention à la note 4i), 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 2011. La prochaine évaluation actuarielle aux fins de la comptabilité doit être effectuée le 1^{er} avril 2012.

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.

	2012	2011
Hypothèses		
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	4,90 %	5,75 %
Coût		
Intérêt sur le passif au titre des prestations de retraite anticipée	5 \$	4 \$
Prestations spéciales de cessation d'emploi ¹⁰	-	17
Coûts constatés pour l'exercice	5 \$	21 \$
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	81 \$	74 \$
Pertes non amorties	(13)	(4)
Passif au titre des prestations de retraite anticipée	68 \$	70 \$

¹⁰Des prestations spéciales de cessation d'emploi de 17 millions de dollars ont été comptabilisées au cours de l'exercice précédent relativement à un programme de réduction du personnel.

Passif au titre des allocations de retraite

Comme il en est fait mention à la note 4h), 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 2011. La prochaine évaluation actuarielle aux fins de la comptabilité doit être effectuée le 1^{er} avril 2012.

Hypothèse

MLes principales hypothèses établies par la direction sont les suivantes :

	2012	2011
	%	%
Taux d'actualisation utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées	4,9	5,75
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.

	2012	2011
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	4
Coûts constatés pour l'exercice	6 \$	6 \$
Obligation		
Obligation au titre des prestations constituées	47 \$	42 \$
Pertes non amorties	(21)	(18)
Passif au titre des allocations de retraite	26 \$	24 \$

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 2011).

Le passif se détaille comme suit :

	2012	2011
Solde au début de l'exercice	10 \$	10 \$
Plus : charge de désactualisation	1	1
Moins : dépenses	(1)	(1)
Solde à la fin de l'exercice	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 55 millions de dollars.

NOTE 24. 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 :

	2012	2011
Amortissement, déclassement et gain ou perte sur cession	202 \$	200 \$
Ajustement au titre du passif de remise en état des terres	-	4
Païement des charges liées aux programmes de retraite	1	9
Charge de retraite moins la capitalisation connexe	10	(1)
Païements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	2	14
	215 \$	226 \$

NOTE 25. OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les apparentés du groupe Énergie NB comprennent 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 est 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 est 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 des exercices clos les 31 mars.

	Corporation financière		Exploitant du réseau	
	2012	2011	2012	2011
Produits				
Produits liés au transport	- \$	- \$	90 \$	91 \$
Produits divers	-	-	1	1
	- \$	- \$	91 \$	92 \$
Charges				
Transport d'énergie	-	-	87	90
Intérêts	201	202	-	-
Frais de gestion du portefeuille de la dette	29	28	-	-
Païements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	58	32	-	-
	288 \$	262 \$	87 \$	90 \$

Débiteurs et créditeurs

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

	Electric Finance		System Operator	
	2012	2011	2012	2011
Débiteurs	11 \$	2 \$	10 \$	10 \$
Créditeurs	10	4	6	7
Intérêts courus à payer	37	38	-	-

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 16 millions de dollars, comparativement à 9 millions de dollars en 2011, payables à la Corporation financière.

Dettes et garanties

Le Groupe avait une dette à payer à la Corporation financière (notes 20 et 21), 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.

Païements 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 2011 (se reporter à la note 8). Le Groupe a également fait des païements à la Société de gestion des placements du Nouveau-Brunswick à l'égard des régimes de retraite (se reporter à la note 19).

NOTE 26. INSTRUMENTS FINANCIERS

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

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 des passifs identiques;	<ul style="list-style-type: none"> fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire fonds au titre de la gestion du 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"> 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 au niveau 3.

Dates d'évaluation

Pour tous ses actifs et ses passifs financiers, le Groupe présente la juste valeur au 31 mars 2012.

Instruments financiers en cours

Ci-après sont présentés les instruments financiers en cours du Groupe au 31 mars 2012 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. 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 d'électricité
- d. Autres actifs et passifs financiers

a. Dette à long terme

Cet instrument financier est classé dans les autres passifs et 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	2012	2011
Coût (se reporter à la note 21)		3 950 \$	3 967 \$
Juste valeur	2	4 474 \$	4 190 \$

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	2012	2011
Coût		482 \$	460 \$
Juste valeur (se reporter à la note 16)	1	584 \$	497 \$
Gain à la valeur de marché (inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		102 \$	37 \$

c. Instruments dérivés¹¹

i. Contrats de change

Cet instrument financier 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. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant au cours des 66 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2012	2011
Engagements d'achat nets (en millions de \$ US)		623 \$	891 \$
Taux de change moyen pondéré (\$ US/\$ CA)		1,0174	1,0274
Juste valeur (du passif)	2	(6) \$	(40) \$

¹¹Un 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 comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux fluctuations du coût du mazout lourd. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats nets échéant au cours des 11 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2012	2011
Notionnel net (en millions de barils)		0,2	0,2
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/b)		94,76 \$	86,76 \$
Juste valeur de l'actif	2	2 \$	2 \$

iii. Contrats de gaz naturel

Cet instrument financier est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

Le Groupe couvre son exposition prévue aux variations des prix du gaz naturel. Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats échéant au cours des 21 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2012	2011
Notionnel net (en millions de BTU)		15,8	21,9
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/BTU)		5,48 \$	6,05 \$
Juste valeur (du passif) de l'actif	2	- \$	4 \$

iv. Contrats de charbon

Cet instrument financier est comptabilisé à la juste valeur dans le bilan cumulé.

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

	Niveau de la hiérarchie	2012	2011
Notionnel net (en millions de tonnes métriques)		0,04	0,04
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/tonne métrique)		98,40 \$	69,10 \$
Juste valeur de l'actif	2	- \$	2 \$

v. Contrats d'électricité

Cet instrument financier 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 ne détenait aucun contrat de vente d'électricité arrivant à échéance.

	Niveau de la hiérarchie	2012	2011
Notionnel (en millions de MWh)		-	0,1
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MWh)		- \$	71,00 \$
Juste valeur de l'actif	2	- \$	2 \$

Contrats d'achat

Aux 31 mars, le Groupe détenait des contrats d'achat d'électricité échéant au cours des 57 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

	Niveau de la hiérarchie	2012	2011
Notionnel (en millions de MWh)		4,9	7,4
Moyenne pondérée du prix fixe (en \$ US/MWh)		51,98 \$	49,48 \$
Juste valeur de l'actif (du passif)	2	(68) \$	10 \$

d. Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des autres actifs et passifs financiers du bilan cumulé se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur échéance à court terme.

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 2012. 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 de fiducie nucléaire	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Charbon	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 ¹²	-	-	2	-	-	-	2
Inclus dans les bénéfices non répartis	-	-	2	-	-	-	2
Tranche à court terme des actifs dérivés	-	-	-	-	-	-	-
Tranche à long terme des actifs dérivés	-	-	-	-	-	-	-
Fonds au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié évalué à la valeur de marché (note 16)	102	-	-	-	-	-	102
Tranche à court terme des passifs dérivés	-	(3)	-	(21)	-	(53)	(77)
Tranche à long terme des passifs dérivés	-	(3)	-	(3)	-	(15)	(21)
Inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	102	(6)	-	(24)	-	(68)	4
Actifs (passifs)	102	(6)	2	(24)	-	(68)	6

¹²Incluse dans les débiteurs ou les créditeurs.

L'incidence des instruments financiers au 31 mars 2012 correspond à un actif net de 6 millions de dollars (se reporter au tableau précédent). Le montant de 6 millions de dollars a été constaté dans le bilan et comprend :

- un montant de 2 millions de dollars comptabilisé dans les bénéfices non répartis;
- un gain de 4 millions de dollars (gain de 3 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 les bénéfices non répartis, comprend les instruments financiers qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture.

Incidence sur les bénéfices non répartis	Fonds de fiducie nucléaire	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Charbon	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Total
Solde au 1 ^{er} avril 2011	-	(2)	2	-	-	2	(2)	-
Ajustements de l'exercice considéré								
Ajustements liés aux instruments qui ne sont plus désignés comme couverture	-	(1)	2	-	-	-	2	3
Règlements	-	3	(2)	-	-	(2)	-	(1)
	-	2	-	-	-	(2)	2	2
Solde au 31 mars 2012	-	-	2	-	-	-	-	2

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 de fiducie nucléaire	Change	Mazout lourd	Gaz naturel	Charbon	Vente d'électricité	Achat d'électricité	Total
Cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts) au 1 ^{er} avril 2011	37	(38)	-	4	2	-	12	17
Incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré ¹³	65	32	-	(28)	(2)	-	(80)	(13)
	102	(6)	-	(24)	-	-	(68)	4
Paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices reflétés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	(27)	2	-	6	-	-	18	(1)
Solde au 31 mars 2012	75	(4)	-	(18)	-	-	(50)	3

¹³L'incidence des ajustements à la valeur de marché pour l'exercice considéré ne tient pas compte de l'incidence de (1) million 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.

NOTE 27. 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 aux 31 mars :

		2012	2011
Actif financier	Catégorie	Juste valeur	Juste valeur
Trésorerie	Détenus à des fins de transaction	4 \$	10 \$
Débiteurs	Prêts et créances	263	266
Actifs dérivés	Détenus à des fins de transaction	-	18
Fonds au titre du déclassement de la centrale nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	Disponibles à la vente	584	497
		851 \$	791 \$

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	2012	2011
Comptes clients		
Créances clients – courantes	184 \$	171 \$
De 60 à 89 jours	2	11
Plus de 90 jours	9	12
	195	194
Provision pour créances douteuses	(5)	(4)
Débiteurs divers ¹⁴	62	74
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices à recevoir	11	2
	263 \$	266 \$

¹⁴Les 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	2012	2011
Solde au début de l'exercice	4 \$	7 \$
Augmentation au cours de l'exercice	6	1
Recouvrement de mauvaises créances au cours de l'exercice	-	-
Radiation de mauvaises créances au cours de l'exercice	(5)	(4)
	5 \$	4 \$

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 2012, 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 varient en raison des fluctuations des prix du marché.

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

- des taux de change;
- des 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 2012.

(en millions de dollars)	Incidence sur le bénéfice avant les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices ¹⁵	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	- \$	6 \$
Variation de 0,25 % des taux d'intérêt au Canada	-	-
Variation de 0,5 % des taux de la dette à court terme	3	-
Variation de 0,5 % du rendement des placements	-	38
Prix des marchandises		
Variation de 5 \$/b du prix du mazout lourd	1	-
Variation de 1 \$/million de BTU du prix du gaz naturel	-	16
Variation de 5 \$/MWh du prix de l'électricité	-	24

¹⁵Cette 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 2012 et pour les exercices futurs :

Passif financier	Valeur comptable	Flux de trésorerie contractuels	2013	2014	2015	2016 et par la suite
Dette à court terme	583 \$	583 \$	583 \$	- \$	- \$	- \$
Créditeurs et charges à payer	227	227	227	-	-	-
Intérêts courus	37	37	37	-	-	-
Passifs dérivés	98	98	77	12	5	4
Dette à long terme	3 950	3 992	481	188	37	3 286
Intérêt sur la dette à long terme	-	1 773	187	155	150	1 281
	4 895 \$	6 710 \$	1 592 \$	355 \$	192 \$	4 571 \$

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

NOTE 28. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Ci-après sont présentés des renseignements sur les engagements, les éventualités et les 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 arrivera à échéance 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 prendra 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, qui va du 1er novembre au 31 mars, et, à l'occasion, achètera 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	99 MW	90 % de l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
20 ans	2029	48 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
20 ans	2029	51 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
25 ans	2034	45 MW	Toute l'énergie électrique d'un parc d'éoliennes
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 et 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 et 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 et 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 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 2012, les dépenses engagées s'élevaient à 1,3 milliard de dollars (146 millions de dollars capitalisés et 1 208 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 projet devrait être terminé avant la fin de la période d'interruption des activités de la centrale de Point Lepreau. Au 31 mars 2012, les dépenses engagées s'élevaient à 68 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.

Passif environnemental

La centrale Coleson Cove a été mise en service en 1976. Une étude portant sur le démantèlement de la centrale a permis de découvrir que l'eau et les sédiments du ruisseau Shannon Brook présentent des niveaux élevés de vanadium et de nickel. La source du ruisseau Shannon Brook se situe sur la propriété de la centrale de Coleson Cove, et ce cours d'eau se déverse dans l'estuaire de la Musquash. Énergie NB a confié à un cabinet la tâche de mener des études dans le but de déterminer la cause de ces niveaux élevés de nickel et de vanadium. À l'heure actuelle, le montant du passif est inconnu et, par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé à ce titre.

Programme d'achat d'énergie renouvelable auprès d'importants clients industriels

Énergie NB achètera de l'électricité de sources renouvelables, comme l'énergie de biomasse et l'énergie électrique au fil de l'eau, auprès d'importants clients industriels admissibles qui exploitent des installations de production d'électricité renouvelable situées au Nouveau-Brunswick.

Le programme est inclus dans le règlement relatif à la norme d'inclusion des énergies renouvelables de la Loi sur l'électricité et a commencé le 1er janvier 2012. Des contrats d'achat d'énergie sont actuellement mis au point. Au 31 mars 2012, aucun contrat n'avait été exécuté; cependant, lorsqu'ils seront en vigueur, les contrats d'achat d'énergie seront rétroactifs au 1er janvier 2012. Du 1er janvier 2012 au 31 mars 2012, on estime à 70 GWh l'énergie renouvelable admissible produite.

Le programme d'achat d'énergie renouvelable auprès d'importants clients industriels permet à Énergie NB d'acheter de l'énergie renouvelable produite par ses principaux clients à un taux fixe. Cette énergie renouvelable contribuera à l'atteinte des cibles établies par notre province en matière d'énergie renouvelable, à un prix inférieur ou égal au prix du marché actuel pour la plupart des types d'énergie renouvelable.

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.

NOTE 29. 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 minime 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 2012, 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, soit 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 associés 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 – 2012

	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	- \$	- \$	- \$	1 267 \$	- \$	(1) \$	1 266 \$
À l'extérieur de la province	215	10	-	-	-	-	225
Intersociétés	815	188	-	5	-	(1 008)	-
Transport	7	1	82	-	-	-	90
Produits divers	20	2	3	40	-	-	65
Autres - intersociétés	-	-	20	4	80	(104)	-
Total des produits	1 057	201	105	1 316	80	(1 113)	1 646
Combustible et achats d'énergie	674	-	-	1 071	-	(1 003)	742
Transport	36	2	-	58	-	(9)	87
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	102	163	49	120	71	(96)	409
Amortissement et déclassement	116	41	19	38	3	-	217
Impôts	14	6	8	11	1	-	40
Frais de financement	73	(11)	10	23	5	(5)	95
Report réglementaire	-	-	-	(175)	-	-	(175)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (d'économie)	8	-	5	45	-	-	58
Total des charges	1 023	201	91	1 191	80	(1 113)	1 473
Bénéfice net (perte nette)	34 \$	- \$	14 \$	125 \$	- \$	- \$	173
Total de l'actif	1 479 \$	2 470 \$	402 \$	1 775 \$	469 \$	(589) \$	6 006 \$
Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)	12 \$	202 \$	19 \$	44 \$	2 \$	- \$	279 \$

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)	-
Perte liée 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)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (d'économie)	13	-	6	13	-	-	32
Total des charges	1 216	175	93	1 263	81	(1 279)	1 549
(Perte nette) bénéfice net	23 \$	- \$	13 \$	31 \$	- \$	- \$	67 \$
Total de l'actif	1 634 \$	2 181 \$	402 \$	1 548 \$	358 \$	(491) \$	5 632 \$
Dépenses en immobilisations (déduction faite des contributions des clients)	19 \$	153 \$	19 \$	43 \$	4 \$	- \$	238 \$

État de la production

(en millions de kWh)	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Hydroélectrique	3 582	3 132	3 221	3 172	2 781
Thermique	3 823	4 453	6 303	8 089	7 262
Nucléaire	-	-	-	-	4 393
Turbine à combustion	2	2	1	3	1
Achats	9 780	9 546	6 772	5 295	3 909
Total brut des achats et de la production	17 187	17 133	16 297	16 559	18 346
Service de la tranche	355	414	491	535	794
Total net des achats et de la production	16 832	16 719	15 806	16 024	17 552
Pertes - transformateur et transport	568	729	647	757	645
Total de l'énergie disponible pour distribution	16 264	15 990	15 159	15 267	16 907

État des ventes

(en millions de kWh)	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Residentiel	4 983	4 840	4 857	5 036	5 010
Industriel	4 364	4 321	4 164	4 362	5 589
Usage général	2 334	2 294	2 304	2 372	2 369
En gros	1 106	1 128	1 145	1 207	1 207
Réverbères	75	75	75	75	75
Total des ventes provinciales	12 862	12 658	12 545	13 052	14 250
Interconnexions	3 132	2 994	2 326	1 891	2 327
Total des ventes	15 994	15 652	14 871	14 943	16 577
Pertes de distribution	270	338	288	324	330
Total de l'énergie distribuée et vendue	16 264	15 990	15 159	15 267	16 907

Statement of Revenue

(en millions de kWh)	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Residentiel	569	551	540	539	519
Industriel	306	311	294	307	362
Usage général	271	264	254	250	248
En gros	96 \$	97 \$	96 \$	98 \$	94 \$
Réverbères et énergie involontaire	24	23	23	25	14
Total des ventes provinciales de l'énergie	1 266	1 246	1 207	1 219	1 237
Interconnexions	225	250	229	217	196
Ventes d'énergie	1 491	1 496	1 436	1 436	1 433
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme	-	(22)	49	(145)	93
Divers	65	51	59	73	99
Recettes de transport	90	91	91	89	87
Total des recettes	1 646 \$	1 616 \$	1 635 \$	1 453 \$	1 712 \$

État de la production provinciale

(en millions de kWh)	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Hydroélectricité	3 324	3 066	3 205	3 149	2 698
Nucléaire	-	-	-	-	3 871
Charbon et coke de pétrole	2 683	2 672	2 952	3 515	3 189
Mazout lourd	288	875	1 851	3 201	2 466
Achats ¹	7 357	7 085	5 473	4 272	2 957
Total net des achats et de la production	13 652	13 698	13 481	14 137	15 181
Pertes - transformateur et transport	568	729	647	757	645
Total de l'énergie disponible pour distribution	13 084	12 969	12 834	13 380	14 536

Statistiques d'exploitation

	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Lignes de transport - km	6 849	6 848	6 841	6 829	6 780
Lignes de distribution - km	20 786	20 602	20 595	20 397	20 284
Clients résidentiels	319 102	316 104	312 779	309 623	306 383
Clients industriels ¹	1 860	1 875	1 898	1 904	1 915
Clients de l'usage général	25 512	25 330	25 113	24 984	24 798
Clients à consommation non mesurée	2 736	2 616	2 632	2 486	2 417
Clients directs	349 210	345 925	342 422	338 997	335 513
Clients indirects ¹	41 981	42 010	41 861	41 685	41 451
Total des clients	391 191	387 935	384 283	380 682	376 964
Postes permanents	2 283	2 343	2 509	2 477	2 474
Postes temporaires	104	117	164	198	159
Postes à Mine Reclamation Inc ¹	9	15	15	54	66
Total des postes	2 396	2 475	2 688	2 729	2 699

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

État sommaire des résultats

(en millions)	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Ventes d'énergie dans la province	1 266 \$	1 246 \$	1 207 \$	1 219 \$	1 237 \$
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province	225	250	229	217	196
Revenus divers	65	51	59	73	99
Profit (perte) sur l'évaluation à la valeur de marché des créances à long terme	-	(22)	49	(145)	93
Recettes de transport	90	91	91	89	87
Total du combustible et de l'énergie achetée	742	874	887	869	585
Dépenses de transport	87	90	86	82	85
Exploitation, entretien et administration	409	416	447	415	397
Report réglementaire	(175)	(216)	(147)	(386)	73
Amortissement et mise hors service	217	199	199	186	216
Impôts, à l'exception des paiements spéciaux tenant lieu de l'impôt sur le revenu	40	40	40	43	43
Frais financiers	95	114	132	140	175
Perte pour dépréciation d'immobilisations corporelles	-	-	161	-	-
Paiements spéciaux tenant lieu de l'impôt sur le revenu	58	32	(53)	34	49
Bénéfice net (perte nette)	173 \$	67 \$	(117) \$	70 \$	89 \$

Bilan sommaire au 31 Mars

(en millions)	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Actif					
Actif à court terme	503 \$	542 \$	613 \$	736 \$	622 \$
Biens, installations et équipements ²	3 909	3 773	3 703	3 585	3 310
Actif à long terme ²	1 530	1 242	947	758	646
Autre actif	64	75	116	111	96
Total de l'actif	6 006 \$	5 632 \$	5 379 \$	5 190 \$	4 674 \$
Passif et capitaux propres					
Passif à court terme	1 405 \$	1 297 \$	1 154 \$	1 377 \$	928 \$
Dette à long terme	3 469	3 417	3 481	3 051	2 879
Dettes différées	678	612	570	457	516
Capitaux propres	454	306	174	305	351
Total du passif et des capitaux propres	6 006 \$	5 632 \$	5 379 \$	5 190 \$	4 674 \$

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions)	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Flux de trésorerie lié à l'exploitation	388 \$	293 \$	245 \$	273 \$	316 \$
Changements du fonds de roulement	53	(36)	(65)	(60)	(80)
Paiements du fonds de fiducie nucléaire	(22)	(22)	(21)	(35)	(141)
Reports réglementaires, excluant les ajustements à l'évaluation de la valeur de marché	(215)	(224)	(230)	(255)	(20)
Dépenses de déclassement	(13)	(10)	(7)	(2)	(1)
Activités d'exploitation	191	1	(78)	(79)	74
Activités de financement	(264)	(183)	(250)	(381)	(323)
Activités d'investissement	67	188	326	466	219
Rentrée (sortie) de fonds nette	(6)	6	(2)	6	(30)
Encaisse et investissements à court terme					
Début de l'exercice	10	4	6	0	30
Fin de l'exercice	4 \$	10 \$	4 \$	6 \$	- \$

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

Frais financiers

(en millions)	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Frais d'intérêt	201\$	202\$	197\$	193\$	192\$
Revenu provenant des fonds d'amortissement, des fonds de fiducie et autres investissements	(22)	(21)	(22)	(21)	(16)
Frais de gestion du portefeuille de la dette	29	28	26	22	21
Amortissement du coût de la dette différée	-	1	3	2	1
(Gains) pertes de change	-	1	4	(11)	5
Intérêts réportés ¹⁰	(40)	(30)	(18)	(4)	-
Intérêts immobilisés ¹⁰	(73)	(67)	(58)	(41)	(28)
Frais financiers nets	95\$	114\$	132\$	140\$	175\$

Ratios financiers

	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Marge d'exploitation ³	18,0%	11,4%	-3,9%	15,3%	17,1%
Flux de trésorerie lié à l'exploitation / dépenses en immobilisations ⁴	1,39	1,23	0,69	0,62	0,77
Flux de trésorerie lié à l'exploitation / total de la dette	0,09	0,07	0,06	0,07	0,09
Dette / capital ⁵	91%	94%	96%	93%	91%
Ratio de couverture des intérêts ⁶	1,59	1,02	(0,21)	1,26	1,61

Autres statistiques

	2011/12	2010/11	2009/10	2008/09	2007/08
Augmentation des tarifs	0,0%	3,0%	3,0%	3,0%	5,9%
IPC (Nouveau-Brunswick)	3,5%	2,1%	0,3%	1,7%	1,9%
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick) ⁷	1,2%	3,1%	-0,4%	-0,2%	1,7%
Dépenses en immobilisations (millions) ^{8,10}	279\$	238\$	356\$	438\$	409\$
Changement du total des dettes (millions)	83\$	97\$	339\$	479\$	230\$
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	4,7%	5,2%	5,2%	5,5%	5,8%
Dollar canadien – 31 mars	1,009\$	1,029\$	0,985\$	0,794\$	0,973\$

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 2011/12, 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



Rangée avant, de gauche à droite : Lise Ouellette, Ed Barrett, Robert Youden, Shirley Mears et Normand Caissie.

Rangée arrière, de gauche à droite : Gaëtan Thomas (d'office), Andy Justason, Michael Sellman, Louis LaPierre, John Mallory et Norman Betts.

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 : Louis LaPierre (président), Ed Barrett, Normand Caissie, Andy Justason 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, Louis LaPierre, Shirley Mears et Michael Sellman

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.

Human Resources, Governance and Nominating Committee Members: Norman Betts (Chair), Ed Barrett and 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 : Michael Sellman (président), Ed Barrett, Normand Caissie, Andy Justason, John Mallory et Robert Youden

On n'a reçu aucune divulgation en lien avec la Loi sur les divulgations faites dans l'intérêt public (L.N.-B. 2007, ch. P-23.005) pendant la période à laquelle le présent rapport annuel fait référence.

Carte de la capacité de production



Capacité de production Thermique	
Belledune	467 MW
Coleson Cove	972 MW
Dalhousie	299 MW
Total - Thermique	1,738 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	
Thermal	1,738 MW
Combustion Turbine	525 MW
Hydro	889 MW
Nuclear	635 MW
Total - Capacité de production	3787 MW
Nombre de lignes	
Nombre de km de lignes de distribution	20,786
Nombre de km de lignes de transport	6,849
Capacité d'exportation	2,378 MW
Capacité d'importation	2,137 MW
Nombre de clients	
Nombre de clients directs	349,210
Nombre de clients indirects	41,981
Total - clients	391,191



Imprimé sur du
papier homologué
par le FSC.

Énergie NB
515, rue King
Fredericton, Nouveau-Brunswick
Canada E3B 4X1
Téléphone : 506-458-4444

www.energienb.com

