

**COMMISSION DE L'ÉNERGIE ET
DES SERVICES PUBLICS
DU NOUVEAU-BRUNSWICK**

**DANS L'AFFAIRE d'une étude des
besoins en revenus de l'Exploitant du
réseau du Nouveau-Brunswick en
2011-2012**

PREUVE

Le 15 novembre 2010

Volume 1 de 1

Référence de la CESP : 2010-011



1 **RÉSUMÉ**

2
3 L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (« ERNB ») demande à la Commission
4 de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (la « CESP »)
5 conformément à la section 111 de la *Loi sur l'électricité*, chapitre E-4.6, L.R.N.-B., 1973,
6 d'approuver :

- 7
- 8 a) Des besoins en revenus de l'annexe 1 (Service de programmation, de conduite
9 du réseau et de répartition) d'un montant de 11,471 millions de dollars pour
10 l'exercice 2011-2012 pour couvrir les coûts d'exploitation de l'ERNB;
 - 11
 - 12 b) Des besoins en revenus de l'annexe 2 (Service de fourniture de puissance
13 réactive et de commande de la tension) d'un montant de 5,634 millions de dollars
14 pour l'exercice 2011-2012;
 - 15
 - 16 c) Un tarif du service de l'annexe 3 (c) (commande de la production automatique et
17 suivi de charge pour les tranches éoliennes intermittentes) de 0,50 \$ CAN/MWh
18 d'énergie éolienne.
- 19

20 **Contexte**

21 Dans les deux dernières demandes liées aux besoins en revenus, l'ERNB a accordé
22 une grande importance à ses efforts pour devenir une organisation autonome, tout en
23 s'adaptant et en se conformant à son rôle en évolution dans le secteur électrique. Par
24 conséquent, l'ERNB a recherché et obtenu l'approbation de besoins en revenus qui ont
25 permis à l'ERNB d'ajouter les membres du personnel nécessaires pour répondre aux
26 demandes croissantes dans presque tous les domaines de l'organisation, tout en
27 fournissant un certain degré de planification de la relève. L'acquisition de locaux à
28 bureaux supplémentaires s'est avérée une initiative clé dans la transition vers
29 l'autonomie et ce projet a été achevé avec succès en septembre 2009.

30

1 L'élément le plus fondamental de la transition vers une organisation autonome a
2 peut-être été la « stratégie de migration », comme elle est devenue connue, et le point
3 tournant de cette stratégie a été le besoin d'exécuter tous les travaux de l'ERNB par
4 des employés directement embauchés par l'ERNB. L'ERNB a le plaisir d'indiquer qu'en
5 date du 2 avril 2010, l'arrangement relatif à l'affectation provisoire entre l'ERNB et la
6 Corporation de transport Énergie NB (« Transport Énergie NB ») est terminée. Toutes
7 les personnes déjà détachées (à l'exception d'une personne qui a assumé un poste au
8 sein de Transport Énergie NB) ont accepté un emploi au sein de l'ERNB. De plus, la
9 Convention collective existante entre Transport Énergie NB et la Fraternité
10 internationale des ouvriers en électricité (FIOE) qui couvrait la majorité des employés
11 détachés auparavant, demeurera, conformément à une ordonnance de la Commission
12 des relations de travail dans les services publics émise le 7 septembre 2010, en
13 vigueur, mais l'ERNB est à présent « l'employeur » en ce qui a trait à cette relation.
14 L'embauche directe pratiquement intégrée d'employés détachés auparavant, ainsi que
15 le transfert de la relation de négociation, représentent d'importants jalons dans l'histoire
16 de l'ERNB et ouvrent la voie à l'avenir.

17

18 **Aller de l'avant en 2011-2012**

19 Dans ce contexte, le Conseil d'administration de l'ERNB, lors d'une réunion tenue le
20 19 octobre 2010, a approuvé un budget d'exploitation de 12,427 millions de dollars pour
21 l'exercice 2011-2012 et les besoins en revenus de l'ERNB exposés à l'annexe 1
22 s'élevant donc à 11,471 millions de dollars. Ces besoins en revenus représentent une
23 augmentation de 1,6 % par rapport au montant de l'année en cours de 11,288 millions
24 de dollars. Ce niveau d'augmentation se compare très favorablement à ceux des trois
25 dernières années de 10,07 %, de 28,7 % et de 11,45 %, respectivement. Les besoins
26 en revenus prennent évidemment en compte les recettes diverses. Pour cette raison,
27 une analyse se limitant aux coûts d'exploitation de l'ERNB (moins le montant de
28 300 000 dollars réservé aux imprévus) révèle que les coûts prévus au budget de 2011-
29 2012 s'élèvent à 12,127 millions de dollars, une augmentation de 4,8 % par rapport au
30 montant de 11,569 millions de dollars de l'année en cours. Encore une fois, cette
31 augmentation se compare favorablement aux augmentations de 8,2 %, de 25,6 % et de

1 12 % au cours des trois dernières années. Il est également à noter que l'écart entre
2 l'augmentation de 4,8 % des coûts d'exploitation et l'augmentation de 1,6 % des
3 besoins en revenus est en grande partie attribuable à une augmentation de 375 000
4 dollars en recettes diverses. Cette question est traitée de façon plus approfondie au
5 tableau 3, annexe 1.

6
7 La nature relativement stable des coûts de l'ERNB et des besoins en revenus connexes
8 de 2011-2012 tiennent compte de l'achèvement de bon nombre des initiatives liées à
9 l'autonomie et à l'achèvement de l'embauche de nouveaux membres du personnel.
10 Cependant, certains éléments doivent être traités dans ce résumé, particulièrement en
11 ce qui a trait à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux. Bien que tous les écarts
12 importants des postes soient entièrement expliqués ailleurs dans les preuves,
13 l'augmentation d'un budget à l'autre de 916 000 dollars pour la main-d'œuvre et les
14 avantages sociaux mérite une attention ici.

15
16 L'impact sur l'année complète des sept (7) nouvelles embauches incluses dans les
17 besoins en revenus de 2009-2010 représente presque le tiers (287 000 dollars) de
18 l'augmentation. De plus, les besoins en revenus proposés pour 2011-2012 prévoient
19 cinq (5) membres du personnel supplémentaires : quatre (4) opérateurs, Réseau
20 électrique, en formation et un (1) ingénieur. Ces nouveaux postes représentent, quant à
21 eux, 30 % (266 000 dollars). Chacun de ces cinq (5) postes est exigé dans
22 l'Exploitation. Plus tôt cette année, le vice-président de l'Exploitation a entrepris un
23 examen exhaustif de la dotation dans son secteur. Bien que deux (2) postes
24 d'opérateurs, Réseau électrique, en formation aient été inclus dans les besoins en
25 revenus de 2009-2010 aux fins de planification de la relève, au cours de la dernière
26 année, des problèmes ont fait en sorte que deux (2) membres du personnel de
27 l'Exploitation ne soient pas en mesure de conserver leur poste, et quatre (4) personnes
28 au sein de l'Exploitation ont à présent indiqué qu'elles effectueraient leur départ à la
29 retraite en 2012. En conséquence, quatre (4) postes supplémentaires sont à pourvoir.
30 En fait, à la lumière de la formation nécessaire pour devenir un opérateur, Réseau
31 électrique pleinement qualifié, il a été décidé que deux (2) des postes en formation

1 doivent être pourvus en personnel le plus tôt possible. Pour cette raison, le Conseil
2 d'administration de l'ERNB a approuvé la création de deux (2) nouveaux postes
3 pendant l'année en cours. Ces deux (2) nouveaux salaires sont inclus dans la prévision
4 de l'année en cours, et l'impact annuel qui en découle est inclus dans les besoins en
5 revenus pour 2011-2012.

6
7 Le cinquième nouveau poste, celui d'Ingénieur de réseaux électriques, permettra la
8 formation polyvalente de trois ingénieurs sur toutes les activités de génie des
9 opérations et l'établissement d'une équipe sur demande afin d'assurer le soutien
10 approprié des activités de la salle de commande 24 heures par jour, 7 jours par
11 semaine. De plus, le nouveau simulateur de formation de l'exploitant, dont la mise en
12 service avec le système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) est prévue
13 en novembre 2011, nécessitera du soutien d'ingénierie.

14
15 Tel qu'il est indiqué, l'embauche de cinq (5) membres du personnel supplémentaires est
16 une initiative importante et un facteur d'établissement des tarifs en 2011-2012. D'autres
17 augmentations importantes (amortissement, formation) sont entièrement expliqués
18 ailleurs, tout comme un certain nombre de réductions de coûts très importantes
19 (Entente de service, Communication des données, Experts-conseils). Cependant, en
20 résumé, l'ERNB fait valoir que l'achèvement d'initiatives importantes liées à
21 l'établissement complet de l'ERNB en tant qu'organisation autonome nous a amenés
22 dans une position de stabilité relative en ce qui a trait aux besoins en revenus de
23 l'annexe 1. L'important élément restant consiste à veiller à ce que la composante la plus
24 fondamentale de l'ERNB, l'exploitation du réseau, est pourvue en personnel de façon
25 appropriée tant pour le présent que pour le futur.

26
27 En ce qui a trait aux annexes 2 et 3(c), les preuves présentées aux tableaux 4 et
28 5 décrivent complètement et appuient les besoins en revenus de l'annexe 2 demandés
29 de 5,634 millions de dollars et un tarif de l'annexe 3(c) de 0,50 \$/MWh pour l'énergie
30 éolienne. Il n'est pas nécessaire d'élaborer sur les preuves ici.

1 Un point final à présenter est lié aux dépenses en immobilisations par l'ERNB. Tel qu'il
2 est indiqué à la page 17 des preuves, l'achèvement du projet du système d'acquisition
3 et de contrôle des données (SCADA) créera des charges d'amortissement connexes
4 qui commenceront en novembre 2011. Ces charges s'ajouteront aux coûts actuels liés
5 aux dépenses en immobilisations pour des meubles et des améliorations au Centre de
6 conduite du réseau (CCR), tel qu'il est indiqué dans le tableau à la page 17 des
7 preuves.

8

9 L'ERNB souhaite également porter à l'attention du Conseil le dernier élément indiqué
10 dans le même tableau, le Système de régulation du marché (SRM). Bien que cet
11 élément n'ait aucune incidence sur les besoins en revenus de 2011-2012, l'ERNB
12 souhaite informer le Conseil du fait que le besoin de remplacer le Système de
13 régulation du marché en place depuis 25 ans a été désigné en tant que point prioritaire
14 par la direction, et que le projet a été approuvé par le Conseil d'administration de
15 l'ERNB. Le total prévu des dépenses en immobilisations pour cette acquisition est
16 d'environ 2 millions de dollars et la mise en service du nouveau système est prévue à la
17 fin de 2012. Pour cette raison, l'amortissement de ces coûts commencera au cours de
18 l'exercice 2012-2013. L'ERNB a retenu la même société d'experts-conseils qui a fourni
19 de l'assistance pour le projet du système d'acquisition et de contrôle des données afin
20 d'établir la portée du projet, préparer les spécifications, élaborer une demande de
21 proposition et aider à évaluer les propositions soumises. Une explication plus détaillée
22 du besoin d'un nouveau Système de régulation du marché figure au tableau 5 de
23 l'annexe E. Bien que la dépense n'ait aucune incidence sur les besoins en revenus de
24 2011-2012, l'ERNB estime qu'il est approprié de décrire le projet complètement avant
25 d'inclure les charges d'amortissement connexes dans des besoins en revenus futurs.

1 **ANNEXE 1**

2 **(Service de programmation, de conduite du réseau et de répartition)**

3

4 L'annexe 1 a trait à un service accessoire obligatoire fourni par l'ERNB. Ce service est
5 requis pour programmer le transport de l'électricité à travers de la zone de commande,
6 à l'intérieur de celle-ci, hors de celle-ci ou jusqu'à celle-ci de façon fiable.

7

8 Les besoins en revenus de l'annexe 1 pour l'exercice 2011-2012 sont présentés au
9 moyen des catégories de revenus et de coûts indiquées des exigences minimum en
10 matière de dépôt des demandes indiquées dans le tableau 1-1. Le tableau, tel qu'il est
11 indiqué dans les exigences minimum en matière de dépôt des demandes, comprend
12 également :

- 13 1. les résultats vérifiés des deux exercices les plus récents;
- 14 2. le budget approuvé de l'exercice 2010-2011
- 15 3. les revenus et les coûts totaux prévus de l'ERNB pour l'exercice 2010-2011
- 16 4. les écarts, pour chaque catégorie de revenus et de coûts, entre le budget de
17 2011-2012 proposé et la prévision de l'exercice 2010-2011
- 18 5. les écarts, pour chaque catégorie de revenus et de coûts, entre le budget de
19 2011-2012 proposé et le budget approuvé de l'exercice 2010-2011

20

21 Les preuves incluent également, par catégorie de revenus et de coûts, une description
22 écrite déterminant en détail :

- 23 1. les types de revenus ou de coûts qui sont inclus dans la catégorie
- 24 2. les écarts des postes et les raisons des changements entre le budget de
25 2011-2012 proposé et le budget de 2010-2011 et la prévision de 2010-2011
- 26 3. toute allocation incluse pour les coûts inconnus, déterminant le montant et la
27 base de l'allocation
- 28 4. les montants, les explications et l'analyse des initiatives et programmes
29 nouveaux et de l'année en cours
- 30 5. les mentions et les copies de rapports, d'examens ou d'études appuyant les
31 coûts proposés

1 Les besoins en revenus des services de l'annexe 1 de l'exercice 2011-2012 sont mis en
 2 évidence dans la colonne 5.

Tableau 1-1
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
Annexe 1 Besoins en revenus
 Exercices se terminant le 31 mars
 (en milliers de dollars)

Explication Page	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Écart 1	(7) Écart 2
Réf. Catégorie de coûts	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
(10) Main-d'œuvre et avantages sociaux	6,064 \$	6,349 \$	7,497 \$	7,536 \$	8,413 \$	916 \$	877 \$
(13) Coûts afférents à la Commission	138	114	123	123	123	-	-
(13) Quotes-parts de la CESP	406	276	400	400	370	(30)	(30)
(14) Centre de conduite du réseau	335	302	352	308	308	(44)	(0)
(16) Exploitation et entretien des bâtiments	352	608	600	600	633	33	33
(17) Amortissement des coûts d'immobilisation	-	8	80	49	180	100	131
(19) Coûts afférents aux ententes de service	399	410	409	256	256	(153)	-
(20) Logiciels informatiques	114	171	244	244	156	(88)	(88)
(21) Transmission de données	108	101	313	163	190	(123)	27
(22) Assurances	132	144	145	145	145	(0)	(0)
(23) Experts-conseils	437	333	498	698	393	(105)	(305)
(25) Déplacement	265	218	339	339	357	18	18
(30) Formation	31	68	90	90	191	101	101
(31) Administration	104	170	267	192	251	(16)	59
(32) Frais financiers	(108)	(12)	-	-	45	45	45
(32) Audiences de la CESP	190	21	212	212	115	(97)	(97)
Sous-total - avant la contingence	8,967 \$	9,282 \$	11,569 \$	11,355 \$	12,127 \$	558 \$	772 \$
Contingence	-	-	300	300	300	-	-
Sous-total - dépenses totales	8,967 \$	9,282 \$	11,869 \$	11,655 \$	12,427 \$	558 \$	772 \$
Moyen : revenus divers							
(33) Service d'équilibre du calendrier	(267) \$	(267) \$	(267) \$	(267) \$	(267) \$	- \$	- \$
(34) Service du coordonnateur de la fiabilité	(97)	(102)	(99)	(99)	(99)	-	-
(34) Service Oasis et étiquette électronique	(82)	(81)	(80)	(80)	(80)	-	-
(35) Services aux opérateurs de transport	-	-	-	(375)	(375)	(375)	-
(36) Études de raccordement	(243)	(63)	(100)	(100)	(100)	-	-
(37) Conférences et ateliers	(32)	(7)	(35)	(35)	(35)	-	-
Sous-total - revenus divers	(721) \$	(520) \$	(581) \$	(956) \$	(956) \$	(375) \$	- \$
Annexe 1 Besoins en revenus	8,246 \$	8,762 \$	11,288 \$	10,699 \$	11,471 \$	183 \$	772 \$

25 Colonne 1 - les résultats vérifiés de l'exercice 2008-2009

26 Colonne 2 - les résultats vérifiés de l'exercice 2009-2010

27 Colonne 3 - le budget approuvé de l'exercice 2010-2011

28 Colonne 4 - la prévision de l'exercice 2010-2011

29 Colonne 5 - le budget proposé de l'exercice 2011-2012

30 Colonne 6 - l'écart entre le budget proposé de 2011-2012 (colonne 5)
 31 et le budget approuvé pour 2010-2011 (colonne 3)

32 Colonne 7 - l'écart entre le budget proposé de 2011-2012 (colonne 5)
 33 et la prévision de 2010-2011 (colonne 4)

EXPLICATIONS DES ÉCARTS

Main-d'œuvre et avantages sociaux

Cette catégorie de coûts comprend les salaires et traitements d'employés ordinaires syndiqués et non syndiqués, d'employés occasionnels ou temporaires, les heures supplémentaires, ainsi que les coûts pour l'employeur des avantages, incluant l'assurance maladie, dentaire et vie, ainsi que les cotisations de retraite et les allocations pour prestations de retraite.

(en milliers de dollars)	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6)	(7)
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	Ecart 1 (5)-(3)	Ecart 2 (5)-(4)
Main-d'œuvre et avantages sociaux	6 064 \$	6 349 \$	7 497 \$	7 536 \$	8 413 \$	916 \$	877 \$

Écart 1 : Augmentation de 916 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget de 2011-2012

La Main-d'œuvre et les avantages sociaux augmenteront de 916 000 dollars par rapport au budget approuvé de 2010-2011, passant de 7 497 000 dollars à un budget de 8 413 000 dollars. Les écarts sont résumés comme suit :

Main-d'œuvre et avantages sociaux, budget 2010-2011	7 497
L'effet sur toute une année des 7 nouveaux membres du personnel ayant commencé au milieu de l'exercice 2010-2011	287
Cinq nouveaux postes en 2011-2012	266
Augmentation générale dans la convention collective	127
Reclassements, mérite, redressements de salaire	166
<u>Les avantages sociaux augmentent de 1 272 000 à 1 341 000 \$</u>	<u>69</u>
<u>Main-d'œuvre et avantages sociaux, budget 2011-2012</u>	<u>8 413</u>

Le budget a prévu l'ajout de sept (7) postes en 2010-2011, faisant passer le nombre d'employés de cinquante-six (56) à soixante-trois (63) avant la fin de l'exercice. L'entrée en fonction des employés dans six (6) des sept (7) postes est prévue au milieu de l'exercice. Pour cette raison, l'exercice 2011-2012 comprend la moitié d'année de

1 salaire supplémentaire des six (6) nouveaux postes et les deux mois de salaire du
2 septième poste, pour un total de 287 000 dollars.

3
4 Le nombre d'employés augmente de cinq (5) postes en 2011-2012, passant de
5 soixante-trois (63) à soixante-huit (68) postes. Les cinq (5) postes incluent quatre (4)
6 opérateurs, Réseau électrique, en formation et un (1) ingénieur. L'augmentation de
7 budget pour ces cinq (5) postes représente 266 000 dollars.

8
9 Un organigramme désignant le nombre de postes par service est inclus dans les
10 preuves au tableau 5 de l'annexe B.

11
12 L'augmentation de salaire au titre du coût de la vie des employés non syndiqués de
13 l'ERNB est indiquée dans la convention collective quinquennale prenant fin le
14 31 décembre 2012. Une augmentation de 3,5 % le 1^{er} janvier 2011 et de 4,0 % le 1^{er}
15 janvier 2012 donnera lieu à une augmentation globale moyenne de 3,6 % pour ce
16 groupe d'employés, représentant un écart de 127 000 dollars entre l'année budgétaire
17 2010-2011 et l'année budgétaire 2011-2012. Conformément à la directive
18 gouvernementale de 2008, le personnel exclu des négociations de l'ERNB n'a reçu
19 aucune augmentation de salaire au titre du coût de la vie au cours de l'exercice 2009-
20 2010 et aucune augmentation de salaire au titre du coût de la vie n'est prévue pour
21 2010-2011 ou 2011-2012.

22
23 L'augmentation des salaires et des traitements découlant des reclassements, des
24 rajustements ou des augmentations de salaire au mérite totalise 256 000 dollars. Une
25 initiative non récurrente dans le budget de 2010-2011 contrebalance de 90 000 dollars
26 les augmentations de coûts. Ensemble, ces écarts totalisent 166 000 dollars.

27
28 Une copie d'une Étude de la rémunération est incluse dans les preuves au tableau 5,
29 annexe D.

1 Le coût des avantages sociaux des employés a été budgété à 1 272 000 dollars en
2 2010-2011 et à 1 341 000 dollars en 2011-2012, une augmentation de 69 000 dollars
3 tenant en compte les augmentations proportionnelles des salaires et traitements.

4
5 **Écart 2 : Augmentation de 877 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
6 **budget de 2011-2012**

7 Main-d'œuvre et avantages sociaux augmentera de 877 000 dollars, passant des
8 prévisions de 7 536 000 dollars de 2010-2011 au budget de 8 413 000 dollars. Les
9 écarts sont résumés comme suit :

11	Main-d'œuvre et avantages sociaux, prévision 2010-2011	7 536
12	L'effet sur toute une année des 7 nouveaux membres du	
13	personnel en 2010-2011	392
14	Cinq (5) nouveaux postes en 2011-2012, deux (2) entrant en fonction en 2010	206
15	Augmentation générale dans la convention collective	127
16	Reclassements, mérite, redressements de salaire	75
17	<u>Les avantages sociaux augmentent de 1 264 à 1 341 000 dollars</u>	<u>77</u>
18	<u>Main-d'œuvre et avantages sociaux, budget de 2011-2012</u>	<u>8 413</u>

19
20 L'ajout prévu de postes en 2010-2011 se chiffre à sept (7), tel qu'il a été budgété,
21 mais les dates d'entrée en fonction, plutôt que le mi-exercice, sont au cours de la
22 période d'automne et d'hiver. Pour cette raison, l'effet sur toute l'année de l'ajout de
23 ces postes est plus important de la prévision de 2010-2011 au budget de 2011-2012
24 que du budget de 2010-2011 au budget de 2011-2012, totalisant 392 000 dollars.

25
26 Parmi les cinq (5) nouveaux postes à ajouter du budget 2010-2011 au budget
27 2011-2012, l'entrée en fonction de deux (2) opérateurs, Réseau électrique, en
28 formation est prévue avant la fin de 2010-2011, coûtant 60 000 dollars en
29 2010-2011, découlant d'un écart de 206 000 dollars entre la prévision de 2010-2011
30 et le budget de 2011-2012.

1 L'augmentation générale, telle qu'elle est décrite dans la convention collective,
2 totalise 127 000 dollars, tant par rapport au budget qu'à la prévision de 2010-2011.

3 La prévision de 2010-2011 comprend les reclassements, les augmentations de
4 salaire au mérite et les rajustements de salaires totalisant 91 000 dollars qui ne
5 figuraient pas dans le budget de 2010-2011. Pour cette raison, l'écart entre la
6 prévision de 2010-2011 et le budget de 2011-2012 est inférieur à celui entre le
7 budget de 2010-2011 et le budget 2011-2012, totalisant 75 000 dollars.

8
9 Les dépenses liées aux avantages sociaux des employés sont prévues à 1 264 000
10 dollars pour 2010-2011 et le budget prévoit leur augmentation à 1 341 000 dollars
11 en 2011-2012, donnant lieu à une augmentation par rapport au montant prévu de
12 77 000 dollars.

14 **Coûts afférents au Conseil**

15 Cette catégorie de coûts comprend les appointements annuels, les indemnités
16 journalières et les frais de déplacement pour le Conseil d'administration de l'ERNB.

17 Voici une ventilation du budget de 2011-2012 pour cette catégorie de coût :

- 18 • appointements annuels - 39 000 dollars
- 19 • indemnités journalières - 40 000 dollars
- 20 • éducation et formation - 20 000 dollars
- 21 • déplacements - 24 000 dollars

(en milliers de dollars)							
	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Écart 1	(7) Écart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Coûts afférents au Conseil	138 \$	114 \$	123 \$	123 \$	123 \$	- \$	- \$

26 **Écart 1 et écart 2 : Aucun changement entre les prévisions et le budget de** 27 **2010-2011**

29 **Évaluations de la CESP**

30 Cette catégorie de coûts comprend la partie de l'ERNB des dépenses annuelles
31 communes de la CESP, les dépenses encourues liées aux audiences de la CESP, et
32 les frais et les dépenses de l'Intervenant public.

(en milliers de dollars)							
	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Ecart 1	(7) Ecart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Évaluations de la CESP	406 \$	276 \$	400 \$	400 \$	370 \$	(30) \$	(30) \$

Écart 1 : Diminution de 30 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget de 2011-2012

Les montants budgétés pour les coûts de l'évaluation de la CESP et de l'intervention publique sont les suivants :

- 245 000 dollars pour les besoins en revenus de l'annexe 2, 55 000 dollars de moins que les 300 000 dollars budgétés pour 2010-2011
- 125 000 dollars pour une audience sur les tarifs, 25 000 dollars de plus que les 100 000 dollars budgétés pour 2010-2011.

Écart 2 : Augmentation de 30 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012

Le total prévu des coûts de l'évaluation et de l'intervention publique est de 400 000 dollars pour 2010-2011. Cela comprend l'audience sur les tarifs, 150 000 dollars et l'audience sur les besoins en revenus, 250 000 dollars en 2010-2011.

Pour cette raison, l'écart entre la prévision de 2010-2011 et le budget de 2011-2012 constitue une diminution de 30 000 dollars, incluant :

- une diminution de 25 000 dollars dans l'évaluation de l'audience sur le tarif;
- une diminution de 5 000 dollars dans l'audience de l'annexe 1.

Centre de conduite du réseau

Cette catégorie de coûts comprend les coûts de location du Centre de conduite du réseau. L'ERNB loue environ 70 % de l'espace dans l'édifice de Transport Énergie NB, la Corporation de la distribution d'énergie et du service à la clientèle du réseau électrique occupant le reste. Les frais de location ont été calculés en fonction de la portion de l'amortissement et des charges financières d'ERNB.

1 Une répartition des charges budgétées en 2011-2012 pour l'amortissement et les
 2 charges financières de Transport Énergie NB s'établit comme suit :

3

4 (en milliers de dollars)

	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Ecart 1	(7) Ecart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Centre de conduite du réseau	335 \$	302 \$	352 \$	308 \$	308 \$	(44) \$	(0) \$

8

	Amortissement	Finance	Total
Édifice du centre de conduite du réseau	28	184	212
Acheminement des clés	81	4	85
Système de sécurité	6	5	11
Provision pour ajouts	-	-	-
Budget 2010-2011	115	193	308

13 **Écart 1 : Diminution de 44 000 dollars entre le budget 2010-11 et le budget de**
 14 **2011-2012**

15 Le budget 2010-11 comprenait l'amortissement et les charges financières de Transport
 16 Énergie NB tel qu'il est indiqué ci-dessous :

18

	Amortissement	Finance	Total
Édifice du centre de conduite du réseau	26	186	212
Acheminement des clés	75	10	85
Système de sécurité	6	5	11
Provision pour ajouts	19	25	44
Budget 2010-2011	126	226	352

23 L'écart entre le budget de 2010-2011 et le budget de 2011-2012, une diminution de 44
 24 000 dollars provient de l'exclusion de la disposition prévue pour les ajouts en 2011-
 25 2012.

27 **Écart 2 : Aucun changement entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de**
 28 **2011-2012**

29 Une répartition des prévisions de 2010-2011 pour les charges d'amortissement et les
 30 charges financières de Transport Énergie NB s'établit comme suit :

	Amortissement	Finance	Total
Édifice du centre de conduite du réseau	26	186	212
Acheminement des clés	75	10	85
Système de sécurité	6	5	11
Provision pour ajouts	-	-	-
Prévisions 2010-2011	107	201	308

Le montant de l'amortissement augmente avec chaque élément en utilisant une méthode de financement de l'amortissement, et le montant des charges financières diminue avec chaque élément ce qui se traduit par un solde dégressif non amorti mais l'exigence du paiement total ne change pas entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012.

Note : Mise au point de la location avec Transport Énergie NB

Bien que les paiements de l'amortissement et des charges financières se fassent en fonction d'un ordonnancement des actifs loués, une entente de location formelle n'a pas encore été entérinée par les deux parties au moment de cette présentation. Une fois conclue, cette entente de location entre les deux parties et tout changement dans le besoin en revenus seront présentés par l'ERNB avant le début de l'audience.

Exploitation et entretien des bâtiments

Cette catégorie de coûts comprend les coûts d'exploitation et d'entretien du Centre de conduit du réseau (CCR). Les coûts d'exploitation et d'entretien comprennent l'électricité, l'impôt foncier, la maintenance de l'immeuble, le nettoyage et l'entretien du terrain. Également compris dans cette catégorie sont le loyer et les coûts d'exploitation et d'entretien du deuxième emplacement de bureaux à West Hills.

(en milliers de dollars)							
	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Ecart 1	(7) Ecart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Exploitation et entretien des bâtiments	352 \$	608 \$	600 \$	600 \$	633 \$	33 \$	33 \$

1 **Écart 1 : Augmentation de 33 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le**
2 **budget de 2011-2012**

3 L'ajout d'un service de sécurité à l'entrée des bureaux du Centre de conduite du réseau
4 représente un nouveau coût en 2011-2012 s'élevant à 35 000 dollars. C'est la cause
5 principale de l'écart de 33 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget de
6 2011-2012.

7
8 L'ERNB propose de retenir les services d'une agence de sécurité afin d'assurer la
9 sécurité et de contrôler l'accès au Centre de conduite du réseau durant la journée du
10 lundi au vendredi, de fournir un compte rendu de sécurité, de coordonner la livraison
11 de documents durant la journée, d'escorter les fournisseurs à l'intérieur de l'édifice, etc.
12 Le maintien de ces services améliorera le profil de sécurité d'une installation, décrite
13 dans la province comme une infrastructure critique de niveau 1, tout en donnant plus de
14 temps aux membres du personnel de l'ERNB pour se consacrer à leurs fonctions
15 essentielles.

16
17

	2010-2011	2011-2012	Écart
Exploitation et entretien de l'édifice du centre de conduite du réseau	371	400	30
Location du bureau de West Hills	99	100	1
Exploitation et entretien de l'édifice de West Hills	68	71	2
Entretien de l'équipement informatique	62	62	-
Exploitation et entretien des bâtiments	600	633	33

18
19
20

21 **Écart 2 : Augmentation de 33 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
22 **budget de 2011-2012**

23 Le nouveau service de sécurité prévu en 2011-2012 au Centre de conduite du réseau
24 est la cause principale de l'écart de 33 000 dollars qui existe entre les prévisions 2010-
25 2011 et le budget de 2011-2012.

26
27 **Amortissement des coûts d'immobilisation**

28 Cette catégorie de coûts comprend l'amortissement des biens immobilisés non loués
29 appartenant à l'ERNB. L'ERNB a acquis et financé l'achat de mobilier au cours de
30 l'année financière 2009-2010, la première année du contrat de location d'espace de
31 bureau à West Hills. L'ERNB a également acheté et financé des améliorations au

1 Centre de conduite du réseau comprenant de nouveaux tapis et de nouvelles consoles
 2 dans la salle de commande et a entamé un projet d'immobilisations pour remplacer un
 3 de ses systèmes d'exploitation qui se nomme SCADA/SGE (système d'acquisition et de
 4 contrôle des données/système de gestion de l'énergie) qui entrera en service en
 5 2011-2012.

	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2010-2011	2011-2012	Écart 1	Écart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Amortissement des coûts d'immobilisation	- \$	8 \$	80 \$	49 \$	180 \$	100 \$	131 \$

11 Le tableau ci-dessous donne la liste des acquisitions faites ou devant être faites par l'ERNB
 12 ainsi que les montants correspondants de l'amortissement :

Élément activable à amortir	Dépenses en immobilisations			Date d'entrée en service	Amortissement			
	2009-2010	2010-2011	2011-2012		2009-2010	2010-2011	2010-2011	2011-12
	Valeur réelle	Prévisions	Budget		Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget
Meubles du bureau de West Hills	143	-	-	Oct-10	8	14	14	14
Améliorations au SRUC - tapis	53	-	-	Apr-10	-	10	5	5
Améliorations au SRUC - salle de commande	240	62	-	Jul-10	-	56	30	30
Système informatique - SCADA/ SME	53	1,564	1,519	Nov-11	-	-	-	131
Système informatique -SRM	-	-	227	Nov-12	-	-	-	-
					8	80	49	180

20 **Écart 1 : Augmentation de 100 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le**
 21 **budget de 2011-2011**

22 L'augmentation de 100 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget de
 23 2011-2012 est due principalement au début, en novembre 2011, de l'amortissement de
 24 la dépense en capital s'étalant sur plusieurs années pour le système d'acquisition et de
 25 contrôle des données/système de gestion de l'énergie dont le coût prévu est de
 26 3 136 000 dollars amorti sur 10 ans. Le montant de l'amortissement du système
 27 d'acquisition et de contrôle des données pendant cinq mois s'élevant à 131 000 dollars
 28 est partiellement compensé par une différence de 26 000 dollars entre le budget et les
 29 prévisions relatifs aux améliorations de la salle de commande au Centre de conduite du
 30 réseau.

1 **Écart 2 : Augmentation de 131 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
2 **budget de 2011-2012**

3 Le début, en novembre 2011, de l'amortissement du système d'acquisition et de
4 contrôle des données/système de gestion de l'énergie est la raison de l'augmentation
5 de 131 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012.

6
7 **Coûts des ententes de service**

8 Cette catégorie de coûts comprend les coûts relatifs à une entente avec les services TI
9 d'Énergie NB comprenant le réseau, Internet et les services de courrier électronique
10 ainsi que des services de ressources humaines comprenant l'administration de la paie
11 et des avantages sociaux.

12 (en milliers de dollars)

	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Écart 1	(7) Écart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Coûts des ententes de service	399 \$	410 \$	409 \$	256 \$	256 \$	(153) \$	- \$

15
16 L'ERNB et la Corporation de portefeuille Énergie NB ont conclu une entente de service
17 en 2010-2011 et une copie est incluse dans la Preuve au tableau 5 dans l'annexe C.
18 Cette nouvelle entente reflète le fait que l'entente de détachement a pris fin et remplace
19 l'entente de service qui existait précédemment entre l'ERNB et la Corporation de
20 transport Énergie NB (soumis avec chacune des applications précédentes de besoins
21 en revenus). Les services qui sont fournis et les coûts budgétés sont comme suit :

- 22 • Les services de technologie de l'information budgétés à 196 000 dollars
- 23 • Les services de ressources humaines budgétés à 60 000 dollars

24
25 **Écart 1 : Diminution de 153 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget**
26 **de 2011-2012**

27 La nouvelle entente de service a entraîné une réduction des coûts de 153 000 dollars
28 comparativement au budget de 2010-2011. La plus grande part de ces économies (120
29 000 dollars) a trait à la portion des ressources humaines dans la nouvelle entente. Avec
30 la fin du détachement des employés, l'ERNB ne paye plus pour leur part des dépenses

1 indirectes collectives d'Énergie NB pour des services tels que l'emploi, la santé et la
2 sécurité.

3
4 **Écart 2 : Aucun changement entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de**
5 **2011-2012**

6 La nouvelle entente avec Énergie NB est entrée en vigueur en avril 2010 et n'est pas
7 assujettie à une hausse automatique, il n'y a donc pas de changement entre les
8 prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012.

9
10 **Logiciels**

11 Cette catégorie de coûts comprend les paiements pour des licences et du soutien
12 technique à divers fournisseurs d'applications informatiques comme PI et ITRON ainsi
13 que pour des services hébergés pour des applications d'exploitation comme OATI et
14 MV-90.

15

(en milliers de dollars)							
	(1)	(2)	(3)	-4	(5)	(6)	(7)
	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2010-2011	2011-2012	Écart 1	Écart 2
	Valeur	Valeur	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
	réelle	réelle					
Logiciels	114 \$	171 \$	244 \$	244 \$	156 \$	(88) \$	(88) \$

16
17
18
19
20 Les prévisions de coût pour les éléments de cette catégorie sont comme suit :

21

	2010-2011	2011-2012	Écart
License et aide à la maintenance - logiciel d'exploitation	103	70	(33)
Services hébergés- logiciel d'exploitation	37	42	5
Initiative 2010-2011 - fiabilité et conformité	104	4	(100)
Logiciel d'optimisation et de modélisation du marché	-	40	40
Logiciel informatique	244	156	(88)

22
23
24
25
26 **Écart 1 : Diminution de 88 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget**
27 **de 2011-2012**

28 On prévoit que le coût des logiciels diminuera de 88 000 dollars dû en grande partie à
29 un achat budgété non renouvelable de logiciels en 2010-2011 requis pour respecter des
30 normes de conformité, ce qui s'est traduit par une diminution de 100 000 dollars après

1 avoir effectué des paiements récurrents de 4 000 dollars en 2011-2012 pour du soutien
2 technique.

3
4 Une diminution de 33 000 dollars dans le coût des licences et du soutien technique est
5 principalement attribuable à la fin d'une entente de partage des coûts pour le logiciel
6 MV90 avec Énergie NB qui prévoyait une alternance des paiements effectués par
7 chaque partie. Corporation de transport Énergie NB est désormais entièrement
8 responsable des coûts associés au logiciel MV-90.

9
10 En 2011-2012, l'ERNB a budgété l'achat de logiciels pour simuler le système électrique
11 dans le but de permettre une programmation optimale du système électrique. Cette
12 dépense de 40 000 dollars compense partiellement d'autres diminutions entraînant la
13 diminution générale de 88 000 dollars.

14
15 **Écart 2 : Diminution de 88 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
16 **budget de 2011-2012**

17 Les écarts entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012 sont les
18 mêmes que celles définies dans l'écart 1.

19
20 **Communication des données**

21 Cette catégorie de coûts comprend les coûts des divers services de données
22 fournissant à l'ERNP des renseignements sur des besoins de fonctionnement
23 comprenant des données sur les vents et autres conditions météorologiques et des
24 échanges avec d'autres entités de fonctionnement du système et d'autres participants
25 au réseau électrique.

26 (en milliers de dollars)

	(1) 2008-2009 Valeur réelle	(2) 2009-2010 Valeur réelle	(3) 2010-2011 Budget	-4 2010-2011 Prévisions	(5) 2011-2012 Budget	(6) Écart 1 (5)-(3)	(7) Écart 2 (5)-(4)
Communication des données	108 \$	101 \$	313 \$	163 \$	190 \$	(123) \$	27 \$

30
31 Les prévisions de coût pour les éléments de cette catégorie sont comme suit :

1	Service informatique, NERCnet, Scotia weather, etc.	98	98	92
	Initiative 2010-2011 - prévisions éoliennes	215	15	-
2	Service informatique des prévisions éoliennes	-	50	98
	Logiciel informatique	313	163	190

Écart 1 : Diminution de 123 000 dollars depuis le budget de 2010-2011

La diminution de 123 000 dollars dans la communication de données est rattachée principalement à l'initiative de 2010-2011 d'offrir un service de prévision de production d'énergie éolienne. Le budget de 2010-2011 prévoit une allocation de 215 000 dollars incluant 115 000 dollars pour offrir ou créer la possibilité d'offrir le service et 100 000 dollars pour fournir pendant l'année des données de prévision sur les vents. Les prévisions de 2010-2011 reflètent un coût moins élevé dans l'année pour offrir le service et un démarrage, au milieu de l'exercice, de la communication de données de prévisions sur les vents.

Écart 2 : Augmentation de 27 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012

L'augmentation de 27 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012 est due principalement à l'extension à une année complète du service des données de prévisions sur le vent au coût de 98 000 dollars remplaçant le service pour une année partielle coûtant 15 000 dollars en 2010-2011.

Assurances

Cette catégorie comprend les primes relevant de la responsabilité civile générale ainsi que l'assurance-responsabilité imputable aux agents et dirigeants.

(en milliers de dollars)								
	(1)	(2)	(3)	-4	(5)	(6)	(7)	
	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2010-2011	2011-2012	Écart 1	Écart 2	
	Valeur	Valeur	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)	
	réelle	réelle						
Assurances	132 \$	144 \$	145 \$	145 \$	145 \$	(0) \$	(0) \$	

1 **Écart 1 : Aucun changement entre le budget de 2010-2011 et le budget de 2011-2012**

2
3 **Écart 2 : Aucun changement entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012**

4
5 **Services de consultation**

6 Cette catégorie de coûts comprend le coût de services professionnels extérieurs. Ces
7 services comprennent les coûts annuels récurrents de la vérification externe des états
8 financiers, des révisions actuarielles appuyant les notes ajoutées aux états financiers
9 au sujet des retraites et des obligations découlant des régimes de retraite, de la
10 vérification interne relative aux besoins opérationnels obligatoires ainsi que les coûts
11 des affaires ordinaires liées aux lois, au développement de marché et aux avantages
12 sociaux des employés. Des services professionnels non récurrents peuvent également
13 être inclus.

14
15 (en milliers de dollars)

	(1) 2008-2009 Valeur réelle	(2) 2009-2010 Valeur réelle	(3) 2010-2011 Budget	-4 2010-2011 Prévisions	(5) 2011-2012 Budget	(6) Écart 1 (5)-(3)	(7) Écart 2 (5)-(4)
Services de consultation	437 \$	333 \$	498 \$	698 \$	393 \$	(105) \$	(305) \$

16
17
18
19
20 Ce qui suit donne la description et le coût des éléments de consultation pour 2010-2011
21 et 2011-2012.

22
23

	2010-2011 Budget	2010-2011 Prévisions	2011-2012 Budget	
Services financiers	153	153	153	Vérifications annuelles externes et internes
Expansion du marché et sources renouvelat	50	50	50	Évaluations continues du marché
Préparation de l'audience sur le tarif	40	40	40	Préparation de l'audience annuelle sur le tarif
Technologie de l'information/Exploitation	75	75	30	Évaluation de la vulnérabilité cybermétique
Services juridiques	25	25	25	Services juridiques indépendants
Ressources humaines	15	15	10	Évaluations externes
Exploitation	5	5	5	Provision pour les examens externes
Acquisition	-	-	5	Aide aux DP
Récurrent	363	363	318	
Exigences relatives à l'optimisation et à la m	75	75	-	Préparation d'une DP pour l'acquisition d'un nouveau logiciel
Développement organisationnel	60	60	-	Élaboration de nouveaux processus opérationnels
Gouvernance de la TI	-	-	25	État de préparation à l'indépendance
Conformité	-	100	50	Conformité du transport/Exploitation
Étude sur l'installation unique	-	100	-	Définition initiale de la portée de l'édifice aux fins d'analyse de rentabilisation
Experts-conseils	498	698	393	

24
25
26
27
28
29
30
31

1 **Écart 1 : Diminution de 105 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget**
2 **de 2011-2012**

3 La diminution de 105 000 dollars du budget 2010-2011 comprend une diminution de 45
4 000 dollars des services professionnels récurrents, en particulier la prestation d'une
5 évaluation de la vulnérabilité cybernétique a diminué de 75 à 30 000 dollars.

6
7 Les éléments non récurrents ont diminué d'une façon générale de 60 000 dollars du fait
8 que les deux éléments de 2010-2011, 75 000 dollars pour le développement des
9 exigences d'un système de modélisation et d'optimisation du marché et 60 000 dollars
10 pour le développement de processus commerciaux et de développement
11 organisationnel ne se répètent pas en 2011-2012 mais deux nouveaux éléments
12 totalisant 75 000 dollars ont été budgétés.

13
14 Pour préparer l'ERNB à acquérir son indépendance en matière de technologie de
15 l'information, 25 000 dollars ont été prévu dans le budget pour offrir des conseils et
16 développer un aperçu de la structure, aussi bien au niveau organisationnel qu'au niveau
17 structure et offrir un plan pour la migration des services de technologie de l'information
18 d'Énergie NB. Le personnel de l'ERNB fournira la structure partagée et existante des
19 services de la technologie et la première évaluation de la façon dont l'ERNB pourrait
20 être structuré. L'expertise externe suggérera un guide pour la migration et des conseils
21 quant à la structure TI, aux politiques et aux besoins de gouvernance.

22
23 Les opération de l'ERNB seront vérifiées par la North American Electric Reliability
24 Corporation (NERC) et l'ERNB a fourni 50 000 dollars pour une évaluation
25 indépendante des opérations de l'ERNB en préparation pour la vérification formelle
26 destinée à s'assurer que les besoins de fonctionnement sont respectés.

27

1 **Écart 2 : Diminution de 305 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
2 **budget de 2011-2012**

3 La diminution de 305 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de
4 2011-2012 comprend les éléments de l'écart 1 au-dessus des 102 000 dollars et 200
5 000 dollars relatifs aux deux éléments des prévisions de 2010-2011.

6 Les deux éléments des prévisions 2010-2011 totalisant 200 000 dollars sont comme
7 suit :

8 a. 100 000 dollars pour engager un service de vérification indépendant relatif aux
9 soucis générés par les effets de la végétation sur le système de transport. Les
10 pannes de courant du réseau de transport attribuées à la végétation ont
11 augmenté en 2010-2011 et, compte tenu des obligations de l'ERNB en ce qui
12 concerne la conformité et l'assurance de la fiabilité, l'ERNB a pris l'initiative
13 d'une évaluation indépendante avec des recommandations.

14
15 b. 100 000 dollars pour obtenir des évaluations de budget et des études sur la
16 définition du projet concernant un Centre de conduite et les solutions de
17 rechange permettant à l'ERNB de préparer une analyse de cas et d'obtenir
18 une approbation pour résoudre les problèmes relatifs à l'emplacement des
19 opérations de l'ERNB. Les services professionnels engagés possèdent
20 l'expertise nécessaire dans le domaine de la conception des Centres de
21 conduite pour d'autres administrateurs de réseau au Canada et aux États-
22 Unis.

23
24 **Déplacement**

25 Cette catégorie de coûts comprend les déplacements requis en étant membre
26 d'organisations de l'industrie devant participer à des comités et à des groupes
27 d'intervention. Cela comprend des organisations comme AEWG, CAMPUT, CANWEA,
28 IRC, la NERC, NERCnet, CINE, et la NPCC (veuillez vous référer aux descriptions
29 ci-dessous). Inclus également dans cette catégorie sont les déplacements associés à
30 des projets/études appuyés par les gouvernements régionaux comme l'initiative Atlantic
31 Energy Gateway, ainsi que les déplacements relatifs à la formation et aux conférences.

1
2
3
4
5
6

(en milliers de dollars)							
	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Écart 1	(7) Écart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Déplacement	265 \$	218 \$	339 \$	339 \$	357 \$	18 \$	18 \$

AEWG	<p><u>Atlantic Electricity Working Group</u> L'AEWG défend la cause de la coopération régionale sur l'électricité, le pétrole et le gaz, les énergies renouvelables et d'autres initiatives énergétiques et collabore dans des domaines tels que l'adéquation des ressources au Canada atlantique, les changements climatiques et les impacts du développement économique de l'industrie de l'électricité.</p>
CAMPUT	<p><u>Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique</u> CAMPUT est une organisation financièrement indépendante, à but non lucratif, composée de commissions et de régies fédérales, provinciales et territoriales qui sont responsables de la réglementation des services publics de distribution d'électricité, d'eau, de gaz, ainsi que de pipeline au Canada. Certains membres de CAMPUT sont également responsables de réglementation de certains domaines comme l'assurance automobile. La Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE), le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) du Québec, la British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC), l'Alberta Energy Resources Conservation Board (ERCB), le Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB), le Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (CNLOPB), Efficiency NB et la Comisión Reguladora de Energía (CRE) au Mexique sont des membres associés de CAMPUT.</p> <p>L'objectif de CAMPUT consiste à améliorer les règlements régissant les services publics au Canada ainsi que l'éducation et la formation des commissaires et personnels des tribunaux d'utilité publique.</p>

<p>CANWEA</p>	<p><u>Association canadienne de l'énergie éolienne</u></p> <p>L'Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWea) est une association commerciale sans but lucratif qui encourage le bon développement et la bonne application de tous les aspects de l'énergie éolienne au Canada, y compris la création d'un environnement politique approprié.</p> <p>CanWea représente la communauté de l'énergie éolienne, les organismes et les individus qui sont directement impliqués dans le développement et l'application de la technologie, des produits et des services liés à l'énergie éolienne.</p> <p>Les membres sont les chefs de file de l'énergie éolienne au Canada. Ils sont les propriétaires, les exploitants, les fabricants, les initiateurs de projets, les consultants et les prestataires de services liés à l'énergie éolienne et les autres organisations et individus qui soutiennent l'industrie de l'énergie éolienne au Canada.</p>
<p>IRC</p>	<p><u>Conseil ISO-RTO (IRC)</u></p> <p>L'IRC est une organisation industrielle qui comprend 10 exploitants de réseau autonome et des organismes régionaux de transport de l'énergie qui alimentent les deux tiers des consommateurs d'électricité aux États-Unis et un peu plus de 50 % de la population du Canada. Les membres sont les suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alberta Electric System Operator (AESO) • California Independent System Operator (CAISO) • Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) • Independent Electricity System Operator, Ontario (IESO) • ISO New England (ISO-NE) • Midwest Independent Transmission System Operator (Midwest ISO) • Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick • New York Independent System Operator (NYISO) • PJM Interconnection (PJM) • Southwest Power Pool, Inc. (SPP) <p>L'IRC travaille en collaboration afin de mettre en œuvre des processus, des outils et des méthodes uniformes efficaces pour améliorer les marchés compétitifs de l'électricité dans toute l'Amérique du Nord. L'objectif de l'IRC est de comparer les considérations de fiabilité avec les pratiques du marché en créant ainsi des marchés efficaces et robustes qui offrent un service compétitif et fiable aux utilisateurs d'électricité.</p>

<p>NERC</p>	<p><u>North American Electric Reliability Corporation</u> NERC assure une fiabilité du réseau d'énergie en bloc dans l'Amérique du Nord. Il établit et applique des normes de fiabilité, évalue la fiabilité chaque année grâce à des prévisions saisonnières ou sur 10 ans, surveille le réseau d'électricité en bloc, évalue l'état de préparation des utilisateurs, des propriétaires et des exploitants et éduque, forme et accrédite le personnel de l'industrie. NERC est un organisme d'autoréglementation qui est sujet à la surveillance de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis et aux autorités gouvernementales du Canada.</p>
<p>NERCnet</p>	<p><u>North American Electric Reliability Corporation (NERCnet)</u> NERCnet est un réseau de communication qui lie ensemble tous les participants de l'industrie de l'énergie électrique afin de permettre aux entreprises d'être dirigées « de manière fiable et sécuritaire ». Fiabilité et sécurité font référence aux télécommunications et au fait qu'elles doivent répondre à tous les besoins commerciaux et opérationnels. NERCnet est imperméable aux « attaques » extérieures, mais est accessible à tous les utilisateurs intéressés. Ce réseau est le système de communication qui offre les services suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transfert d'information aux coordonnateurs de la sécurité (données réelles ou quasi réelles en temps réel) • Tous les renseignements sur la programmation du transport de l'énergie • Renseignements de planification des interruptions • Le système de renseignements sur les transactions (appelé système « Tag ») • Le Transmission Reservation and Scheduling System • Open Access Same-Time Information System (OASIS)
<p>CINE</p>	<p><u>Comité international du Nord-Est sur l'énergie</u> Le CINE a été créé lors de la conférence entre les gouverneurs de Nouvelle-Angleterre et les premiers ministres de l'est du Canada en 1978, afin de surveiller et d'agir par rapport aux problèmes énergétiques courants dans la région de la Nouvelle-Angleterre et de l'Est du Canada. Depuis sa création, le CINE a accueilli plus d'une douzaine de tables rondes et de conférences sur l'énergie et a publié de nombreux rapports sur l'énergie. Pendant ces dernières années, le CINE a porté une attention toute particulière aux développements importants dans les domaines de la restructuration énergétique, des développements du gaz naturel, du changement climatique et du développement des infrastructures et des ressources.</p>

NPCC	<p><u>Northeast Power Coordinating Council, Inc.</u></p> <p>Le NPCC est l'entité régionale frontalière et la corporation des services de critères pour le nord-est de l'Amérique du Nord. Le NPCC soutien et améliore le réseau d'électricité en bloc fiable et efficace dans le nord-est de l'Amérique du Nord. La zone géographique couverte par le NPCC comprend l'État de New York, les six États de la Nouvelle-Angleterre et les provinces de l'Ontario, du Québec et des Maritimes.</p>
-------------	---

1

2 Le tableau ci-dessous offre un aperçu de l'élaboration du budget concernant les
3 déplacements et souligne les coûts et événements inclus dans cette catégorie.

4

	2010-2011	2011-2012	Comprend :		
	Budget	Budget	NPCC	NERC	IRC, etc.
5 Président - directeur général	37	37	5	2	30
6 Services juridiques et réglementation	18	18	-	-	5
7 Vice-président exécutif	33	33	2	-	10
Gestionnaire des installations	-	1	-	-	-
8 Planification et conformité du réseau électrique	80	80	66	-	-
Expansion du marché et sources renouvelables	30	30	-	-	11
9 Finance	5	5	-	-	-
Ressources humaines	23	27	12	-	-
10 Vice-président de l'exploitation	8	8	2	-	-
Technologie de l'information	33	21	10	10	-
11 Exploitation du marché et règlement	16	17	-	-	-
Exploitation du réseau électrique	56	80	48	8	8
12 Coûts de déplacement	339	357	145	20	64

13

14 **Écart 1 : Augmentation de 18 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le**
15 **budget de 2011-2012**

16 L'augmentation de 18 000 dollars du budget de 2010-2011 est due principalement à
17 une augmentation de 23 000 dollars du budget des déplacements relatifs aux
18 opérations du réseau électrique qui comprend les besoins du NPCC, de la NERC et des
19 colloques d'opération.

20

21 **Écart 2 : Augmentation de 18 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
22 **budget de 2011-2012**

23 Les raisons de l'augmentation de 18 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le
24 budget de 2011-2012 sont les mêmes que celles de l'écart 1 ci-dessus.

25

26

1 **Formation**

2 Cette catégorie de coûts comprend les frais de cours pour répondre aux exigences de
 3 l'emploi, le perfectionnement professionnel ou les besoins d'une formation
 4 professionnelle continue dans les opérations, l'ingénierie et l'administration du réseau
 5 électrique ou dans les rôles de gestion.

6

	-1 2008-2009 Valeur réelle	-2 2009-2010 Valeur réelle	-3 2010-2011 Budget	-4 2010-2011 Prévisions	(5) 2011-2012 Budget	(6) Écart 1 (5)-(3)	(7) Écart 2 (5)-(4)
Formation	31 \$	68 \$	90 \$	90 \$	191 \$	101 \$	101 \$

10

11 Le tableau ci-dessous donne un aperçu du développement du budget pour la formation
 12 ainsi que des raisons de l'augmentation des coûts dans cette catégorie.

13

	2010-2011 Budget	2011-2012 Budget	
Président - directeur général	5	5	
Services juridiques et réglementation	5	5	
Vice-président exécutif	5	5	
Gestionnaire des installations	-	1	
Planification et conformité du réseau électrique	20	70	Formation sur la vérification de la conformité et 50 000 \$
Expansion du marché et sources renouvelables	5	5	
Finance	5	5	
Ressources humaines	10	15	
Vice-président de l'exploitation	-	2	
Technologie de l'information	25	10	
Exploitation du marché et règlement	-	6	
Exploitation du réseau électrique	10	62	Formation des nouveaux ingénieurs et opérateurs des réseaux électriques
Coûts de formation	90	191	

20

21 **Écart 1 : Augmentation de 101 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le**
 22 **budget de 2011-2012**

23 L'augmentation de 101 000 dollars dans les coûts de formation entre le budget de 2010-
 24 2011 et le budget de 2011-2012 est due à l'augmentation de 50 000 dollars des coûts
 25 de formation en vérification de conformité et 52 000 dollars pour la formation d'un
 26 nouveau personnel en ingénierie et dans le service des opérations du réseau
 27 électrique.

28

29

30

31

1 **Écart 2 : Augmentation de 101 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
 2 **budget de 2011-2012**

3 L'augmentation de 101 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de
 4 2011-2012 est la même que celle décrite dans l'écart 1 ci-dessus.

5
 6 **Administration**

7 Cette catégorie de coûts inclut les dépenses d'entreprise comme les cotisations et
 8 affiliations d'entreprise, une conférence annuelle sur l'énergie, la production du rapport
 9 annuel et les coûts associés aux autres rapports et événements de l'entreprise.

10
 11 (en milliers de dollars)

	-1 2008-2009	-2 2009-2010	-3 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Ecart 1	(7) Ecart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Administration	104 \$	170 \$	267 \$	192 \$	251 \$	(16) \$	59 \$

12
 13
 14

15
 16 **Écart 1 : Diminution de 16 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget**
 17 **de 2011-2012**

18 La diminution de 16 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget de 2011-
 19 2012 découle en grande partie d'une diminution des coûts de recrutement, qui sont
 20 passés de 40 000 dollars à 20 000 dollars conséquemment à la réduction du nombre de
 21 postes à pourvoir prévus en 2011-2012.

22
 23 **Écart 2 : Augmentation de 59 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
 24 **budget de 2011-2012**

25 Cette augmentation de 59 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de
 26 2011-2012 a été causée par des prévisions réduites en 2010-2011 par rapport au
 27 budget parce que la conférence annuelle sur l'énergie du printemps 2010 a été annulée,
 28 mais sera rétablie au printemps 2011 au coût de 75 000 dollars. Ce coût combiné à
 29 l'écart lié au recrutement de 16 000 dollars énoncé ci-dessus à l'écart 1 correspond à
 30 l'augmentation de 59 000 dollars.

1 **Frais financiers**

2 Cette catégorie de coûts inclut les coûts d'emprunt des prêts servant au financement
3 des acquisitions d'immobilisations une fois celles-ci en service et les frais de change,
4 compensés par les intérêts sur les fonds en banque ou les investissements à court
5 terme. Les coûts d'emprunt pendant les projets d'immobilisations, jusqu'à la mise en
6 service, sont capitalisés à titre d'intérêt pendant la construction.

7 (en milliers de dollars)

	(1) 2008-2009	(2) 2009-2010	(3) 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Écart 1	(7) Écart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Frais financiers	(108) \$	(12) \$	- \$	- \$	45 \$	45 \$	45 \$

10

11 **Écart 1 : Augmentation de 45 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le**
12 **budget de 2011-2012**

13 Les coûts de 45 000 dollars en 2011-2012 reflètent l'entrée en service du système
14 d'acquisition et de contrôle des données/système de gestion de l'énergie en novembre
15 2011 et les coûts d'emprunt associés. Les coûts d'emprunt jusqu'à la date d'entrée en
16 service sont des coûts d'immobilisation et ne sont pas portés aux dépenses.

17

18 **Écart 2 : Augmentation de 45 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le**
19 **budget de 2011-2012**

20 L'écart de 45 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012
21 est le même que ci-dessus, à l'écart 1.

22

23 **Coûts d'audiences de la CESP**

24 Cette catégorie de coûts inclut tous les coûts directs de l'ERNB associés à une
25 audience de la CESP, incluant les frais d'installation, les frais juridiques, les dépenses
26 de traduction simultanée, de traduction et d'impression de documents et la publication
27 des avis de convocation.

28 (en milliers de dollars)

	-1 2008-2009	-2 2009-2010	-3 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Écart 1	(7) Écart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Coûts d'audiences de la CESP	190 \$	21 \$	212 \$	212 \$	115 \$	(97) \$	(97) \$

31

32

1 **Écart 1 : Diminution de 97 000 dollars entre le budget de 2010-2011 et le budget de**
2 **2011-2012**

3 Voir l'explication à l'écart 2 ci-dessous.

4
5 **Écart 2 : Diminution de 97 000 dollars entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de**
6 **2011-2012**

7 Le budget de 2010-2011 prévoyait à la fois une audience sur le besoin en revenus et
8 audience majeure sur le tarif d'accès au réseau de transport. La diminution de
9 97 000 dollars par rapport au budget et aux prévisions de 2010-2011 reflète le fait que
10 l'ERNB s'attend à ce que les audiences sur le besoin en revenus deviennent plus
11 efficaces et moins onéreuses au fur et à mesure que toutes les parties se
12 familiariseront avec le processus. De plus, des prévisions ont été faites en vue d'une
13 audience sur le tarif d'accès au réseau de transport en 2011-2012, mais celle-ci ne
14 couvrira pas un grand nombre de sujets contrairement à celle qui aura lieu pendant
15 l'année en cours.

16
17 **Revenus divers – service d'équilibrage du calendrier**

18 Cette catégorie de revenus divers inclut les revenus de la mise à jour automatique des
19 calendriers horaires d'énergie pour les participants au marché qui utilisent les logiciels
20 d'ERNB.

21
22 Le budget de 2011-2012 pour les revenus de service d'équilibrage du calendrier est
23 déterminé à partir du montant des facturations de 2010-2011 pour ce service,
24 conformément au contrat entre l'ERNB et la Corporation de production Énergie NB en
25 vigueur depuis 2005.

26

(en milliers de dollars)							
	-1 2008-2009	-2 2009-2010	-3 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Ecart 1	(7) Ecart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Service d'équilibrage du calendrier	(267) \$	(267) \$	(267) \$	(267) \$	(267) \$	- \$	- \$

27
28
29
30
31
32

1 **Écart 1 : Aucun changement entre le budget de 2010-2011 et le budget de**
2 **2011-2012**

3
4 **Écart 2 : Aucun changement entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de**
5 **2011-2012**

6
7 **Revenus divers – service de coordonnateur de la fiabilité**

8 Cette catégorie de revenus divers inclut les revenus gagnés par l'ERNB pour la
9 fourniture des services de « coordonnateur de la fiabilité » pour la zone de contrôle des
10 Maritimes. Les revenus comprennent les services offerts à la Nouvelle-Écosse, à l'Île-
11 du-Prince-Édouard et au nord du Maine et sont basés sur les renseignements relatifs à
12 la charge de pointe de l'année précédente.

13
14 Le budget de 2011-2012 en ce qui concerne les revenus des services de coordonnateur
15 de la fiabilité est déterminé selon le montant des facturations de 2010-2011 pour ces
16 services conformément aux ententes existantes.

17 (en milliers de dollars)

	-1 2008-2009 Valeur réelle	-2 2009-2010 Valeur réelle	-3 2010-2011 Budget	-4 2010-2011 Prévisions	(5) 2011-2012 Budget	(6) Écart 1 (5)-(3)	(7) Écart 2 (5)-(4)
Service de coordonnateur de la fiabilité	(97) \$	(102) \$	(99) \$	(99) \$	(99) \$	- \$	- \$

18
19
20
21
22 **Écart 1 : Aucun changement entre le budget de 2010-2011 et le budget de**
23 **2011-2012**

24
25 **Écart 2 : Aucun écart entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012**

26
27 **Revenus divers – services d'Oasis et d'étiquettes électroniques**

28 Cette catégorie de revenus divers inclut les revenus gagnés par l'ERNB
29 conséquemment à la prestation des services de l'Open Access Same-Time Information
30 System (« OASIS ») et d'étiquetage électronique (« E-tagging ») sur le réseau d'ERNB
31 aux entités de la zone de contrôle.

Le budget de 2011-2012 en ce qui concerne les revenus d'Oasis et d'étiquettes électroniques est déterminé selon le montant des facturations de 2010-2011 pour ces services, conformément aux ententes existantes.

(en milliers de dollars)							
	-1 2008-2009	-2 2009-2010	-3 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Ecart 1	(7) Ecart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
services aux exploitants électroniques	(82) \$	(81) \$	(80) \$	(80) \$	(80) \$	- \$	- \$

Écart 1 : Aucun changement entre le budget de 2010-2011 et le budget de 2011-2012

Écart 2 : Aucun changement entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de 2011-2012

Revenus divers – services aux exploitants de réseau de transport

Cette nouvelle catégorie de revenus divers inclut les revenus provenant de Transport Énergie NB résultant de l'exécution des fonctions de transport par l'ERNB au nom de Transport Énergie NB. La prise en charge de ces fonctions par l'ERNB est la conséquence directe de la résiliation de l'entente de détachement.

Le budget de 2011-2012 relativement à ce nouvel élément de revenu de l'ERNB a été déterminé à partir de modalités préliminaires mais consenties relativement à une nouvelle entente à officialiser en 2010-2011 qui compenseront l'ERNB pour les services aux exploitants de réseau de transport exécutés par l'ERNB au nom de Transport Énergie NB.

(en milliers de dollars)							
	-1 2008-2009	-2 2009-2010	-3 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6) Ecart 1	(7) Ecart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
transport	- \$	- \$	- \$	(375) \$	(375) \$	(375) \$	- \$

1 **Écart 1 : Augmentation des recettes de 375 000 dollars entre le budget de**
 2 **2010-2011 et le budget de 2011-2012**

3 Cette augmentation des recettes de 375 000 dollars découle de l'instauration de cette
 4 nouvelle entente qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2010.

6 **Écart 2 : Aucun changement entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de**
 7 **2011-2012**

8 Les prévisions de 2010-2011 reflètent la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle
 9 entente, le 1^{er} avril 2010, et les recettes provenant de ce service demeurent les mêmes
 10 que celles des prévisions de 2010-2011.

12 **Revenus divers – études de branchement**

13 Cette catégorie de revenus divers inclut les revenus gagnés pour l'exécution d'études
 14 de branchement liées aux demandes de nouveaux services de transport. L'ERNB
 15 fournit ces services conformément au tarif d'accès au réseau de transport. La partie des
 16 revenus gagnée grâce aux services exécutés par le personnel de l'ERNB est incluse
 17 dans cette catégorie. La partie restante des revenus gagnés grâce aux études de
 18 branchement, provenant de services offerts à l'externe, sera comptabilisée sous «
 19 recette et dépenses accréditives ».

21 Le budget de 2011-2012 concernant les revenus de services d'études de branchement
 22 provenant de services exécutés par le personnel de l'ERNB est évalué selon
 23 l'expérience de l'année précédente.

24 (en milliers de dollars)

	-1 2008-2009	-2 2009-2010	-3 2010-2011	-4 2010-2011	(5) 2011-2012	(6)	(7)
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	Écart 1	Écart 2
						(5)-(3)	(5)-(4)
Études de branchement	(243) \$	(63) \$	(100) \$	(100) \$	(100) \$	- \$	- \$

1 **Écart 1 : Aucun changement entre le budget de 2010-2011 et le budget de**
 2 **2011-2012**

4 **Écart 2 : Aucun changement entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de**
 5 **2011-2012**

7 **Revenus divers – conférences et ateliers**

8 Cette catégorie de revenus divers provient de la collecte de frais d'inscription par
 9 l'ERNB pour les ateliers et conférences destinés à instruire et informer les intervenants
 10 du secteur.

12 Le budget de 2011-2012 des revenus provenant de la prestation de conférences et
 13 d'ateliers est évalué selon l'expérience de l'année précédente.

(en milliers de dollars)							
	-1	-2	-3	-4	(5)	(6)	(7)
	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2010-2011	2011-2012	Ecart 1	Ecart 2
	Valeur réelle	Valeur réelle	Budget	Prévisions	Budget	(5)-(3)	(5)-(4)
Conférences et ateliers	(32) \$	(7) \$	(35) \$	(35) \$	(35) \$	- \$	- \$

18 **Écart 1 : Aucun changement entre le budget de 2010-2011 et le budget de**
 19 **2011-2012**

21 **Écart 2 : Aucun changement entre les prévisions de 2010-2011 et le budget de**
 22 **2011-2012**

1 **CONCLUSION**

2 Comme l'indique le Résumé, le besoin en revenus proposé pour l'exercice 2011-2012
3 s'élève à 1,6 % de plus que celui de l'année en cours. L'ERNB a réalisé des économies
4 dans plusieurs secteurs, notamment en ce qui concerne les contrats de service et la
5 consultation et a considérablement augmenté ses revenus divers. L'augmentation de
6 coûts la plus notable est liée l'ajout de cinq postes à l'exploitation afin de satisfaire les
7 besoins actuels et la planification de la relève. Conséquemment, l'ERNB soutient que la
8 preuve à l'appui de sa demande justifie pleinement tous les éléments du besoin en
9 revenus pour 2011-2012 et demande respectueusement son approbation.

1 **ANNEXE 2**

2 **(Service de fourniture de puissance réactive et de commande de la tension)**

3

4 L'ERNB demande l'approbation du besoin en revenus de l'annexe 2 pour l'exercice
5 2011-2012 de 5,634 millions de dollars, assujéti à un rajustement afin de correspondre
6 à l'indice des prix à la consommation réel du Nouveau-Brunswick en 2010 qui sera
7 publié à la fin de janvier 2012.

8

9 **Historique**

10 Le service de l'annexe 2 est un service accessoire obligatoire fourni par les producteurs
11 ou les charges par l'intermédiaire de l'Exploitant du réseau afin de maintenir les
12 tensions de transport sur les installations de transport du Nouveau-Brunswick dans des
13 limites acceptables. L'Exploitant du réseau, par des contacts avec les fournisseurs,
14 dirige leur exploitation afin de produire ou d'absorber la puissance réactive ou de
15 l'exploiter selon un point de réglage de la tension.

16

17 Dans sa décision du 26 novembre 2008, la Commission des entreprises de service
18 public du Nouveau-Brunswick (la « Commission ») ordonnait à l'ERNB de présenter
19 annuellement une demande d'approbation de ses besoins en revenus pour les services
20 des annexes 1 et 2 du tarif d'accès au réseau de transport.

21

22 Le contrat de service accessoire applicable est présenté dans le formulaire de l'annexe
23 5A des Règles du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Tous les contrats
24 d'achats de services de l'annexe 2 de l'ERBN ont été déposés auprès de la
25 Commission dans des travaux précédents. Le plus récent dépôt de ce type était EN
26 L'AFFAIRE CONCERNANT une audience visant l'examen du besoin en revenus
27 2010-2011 de l'exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (annexes C, D, et E des
28 réponses aux interrogatoires de l'ERNB).

29

1 Dans sa décision du 16 juillet 2010, la Commission approuve le coût projeté de besoin
2 en revenus de l'annexe 2 au montant de 5,709 millions de dollars pour 2010-2011. La
3 Commission indique dans cette décision avoir examiné les contrats de services
4 auxiliaires et l'appui en faveur du besoin en revenus fournis dans la réaction
5 interrogative IR 39 de la Commission et en arrive à la conclusion que le coût projeté est
6 raisonnable (page 12-13).

7

8 **Renseignements détaillés**

9 L'ERNB demande l'approbation d'un besoin en revenus de l'annexe 2 au montant de
10 5,634 millions de dollars pour l'exercice 2010-2011, fondé sur les dépenses estimées
11 découlant de l'administration des contrats détenus par l'ENRB pour la prestation de
12 services auxiliaires. Il n'y a eu aucune modification à ces contrats depuis leur dépôt
13 devant la CESP EN L'AFFAIRE CONCERNANT une audience visant l'examen du
14 besoin en revenus 2010-2011 de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick.
15 L'augmentation et la mise hors service de biens conformément aux contrats ont donné
16 lieu à une réduction nette du besoin en revenus projeté par rapport à celui que la
17 Commission a approuvé pour l'exercice courant.

18

19 Les prix unitaires à payer en 2011-2012 augmenteront par rapport aux prix actuels
20 conformément aux clauses d'indexation des contrats pertinents. L'indexation pertinente
21 estimée est de 2,1 % comme l'indique le tableau 2-1. L'ERBN fournira les chiffres
22 exacts d'indexation et un besoin en revenus de l'annexe 2 rajusté au début de 2011,
23 après que Statistique Canada aura publié les données requises.

24

25 Les installations de production de la tranche 4 de Courtenay Bay et de la tranche 8 de
26 Grand Lac ont été mises hors service respectivement au 1^{er} février 2009 et au 1^{er} juin
27 2010. L'ERNB n'effectuera pas de paiements pour les services de l'annexe 2 aux
28 participants au marché visés relativement à ces deux installations en 2011-2012. Le
29 calcul du besoin en revenus projeté pour 2011-2012 tient compte de la suppression des

1 paiements pour les services de ces deux installations. En conséquence, le besoin en
 2 revenus demandé est inférieur au besoin qui aurait été nécessaire autrement.

3
 4 Le calcul du besoin en revenus demandé, démontré dans le tableau 2-2, est basé sur
 5 les contrats et l'indexation estimée comme il est mentionné ci-dessus.

6 Bien que ni excédent ni déficit ne soient prévus, tout excédent ou déficit de fin
 7 d'exercice sera crédité aux clients de transport ou perçu de ces derniers conformément
 8 à l'annexe 2 indiquant que « *Le montant réel de tout excédent ou déficit dans un*
 9 *exercice donné, tel qu'il a été approuvé par la CESP, doit être remis aux clients de*
 10 *transport, ou perçu de ces derniers, en proportion à leurs frais respectifs en vertu de*
 11 *l'annexe 2 au cours de l'exercice donné.* »

12

Tableau 2-1					
Historique des dépenses de l'annexe 2					
Exercice financier	Montant (en milliers de dollars)	Pourcentage d'augmentation (%)	Composée Augmentation (%)	Année précédente IPC du N.-B. (%)	IPC composé du N.-B. (%)
2005-2006	5 241 \$	S.O.	S.O.	1,5 %	1,50 %
2006-2007	5 327 \$	1,6 %	1,64 %	2,4 %	3,94 %
2007-2008	5 534 \$	3,9 %	5,59 %	1,7 %	5,70 %
2008-2009	5 645 \$	2,0 %	7,71 %	1,9 %	7,71 %
2009-2010	5 692 \$	0,8 %	8,61 %	1,7 %	9,54 %
2010-2011	5 709 \$	0,3 %	8,93 %	0,3 %	9,87 %
2011-2012	5 634 \$	-1,3 %	7,50 %	2,1 %	12,18 %

13

1 **Tableau 2-2 Documents à l'appui du budget 2011-2012**

2

Producteur	MVAR	2008-2009		2009-2010		2010-2011		2011-2012	
		\$/MVAR/mois	(000 \$)	\$/MVAR/mois	(000 \$)	\$/MVAR/mois	(000 \$)	\$/MVAR/mois	(000 \$)
Coleson Cove #1	160	223 \$	428 \$	227 \$	435 \$	227 \$	437 \$	232 \$	446 \$
Coleson Cove #2	160	223 \$	428 \$	227 \$	435 \$	227 \$	437 \$	232 \$	446 \$
Coleson Cove #3	160	223 \$	428 \$	227 \$	435 \$	227 \$	437 \$	232 \$	446 \$
Mactaquac #1	52	223 \$	139 \$	227 \$	141 \$	227 \$	142 \$	232 \$	145 \$
Mactaquac #2	52	223 \$	139 \$	227 \$	141 \$	227 \$	142 \$	232 \$	145 \$
Mactaquac #3	52	223 \$	139 \$	227 \$	141 \$	227 \$	142 \$	232 \$	145 \$
Mactaquac #4	52	223 \$	139 \$	227 \$	141 \$	227 \$	142 \$	232 \$	145 \$
Mactaquac #5	54	223 \$	144 \$	227 \$	147 \$	227 \$	147 \$	232 \$	150 \$
Mactaquac #6	54	223 \$	144 \$	227 \$	147 \$	227 \$	147 \$	232 \$	150 \$
Beechwood #1	18	223 \$	48 \$	227 \$	49 \$	227 \$	49 \$	232 \$	50 \$
Beechwood #2	18	223 \$	48 \$	227 \$	49 \$	227 \$	49 \$	232 \$	50 \$
Beechwood #3	20	223 \$	54 \$	227 \$	54 \$	227 \$	55 \$	232 \$	56 \$
Tobique #1	7,5	223 \$	20 \$	227 \$	20 \$	227 \$	20 \$	232 \$	21 \$
Tobique #2	7,5	223 \$	20 \$	227 \$	20 \$	227 \$	20 \$	232 \$	21 \$
Grand Falls #1	7,7	223 \$	21 \$	227 \$	21 \$	227 \$	21 \$	232 \$	21 \$
Grand Falls #2	7,7	223 \$	21 \$	227 \$	21 \$	227 \$	21 \$	232 \$	21 \$
Grand Falls #3	7,7	223 \$	21 \$	227 \$	21 \$	227 \$	21 \$	232 \$	21 \$
Grand Falls #4	7,7	223 \$	21 \$	227 \$	21 \$	227 \$	21 \$	232 \$	21 \$
Sisson #1	4,6	223 \$	12 \$	227 \$	13 \$	227 \$	13 \$	232 \$	13 \$
Ste-Rose #1	82	111 \$	110 \$	113 \$	112 \$	114 \$	112 \$	116 \$	114 \$
Millbank #1	82	111 \$	110 \$	113 \$	112 \$	114 \$	112 \$	116 \$	114 \$
Millbank #2	82	111 \$	110 \$	113 \$	112 \$	114 \$	112 \$	116 \$	114 \$
Millbank #3	82	111 \$	110 \$	113 \$	112 \$	114 \$	112 \$	116 \$	114 \$
Millbank #4	82	111 \$	110 \$	113 \$	112 \$	114 \$	112 \$	116 \$	114 \$
Belledune #2	315	223 \$	843 \$	227 \$	857 \$	227 \$	860 \$	232 \$	878 \$
Courtenay Bay #4	66	111 \$	88 \$	113 \$	90 \$	114 \$	90 \$	S.O.	S.O.
Dalhousie #1	66	223 \$	177 \$	227 \$	180 \$	227 \$	180 \$	232 \$	184 \$
Dalhousie #2	100	223 \$	268 \$	227 \$	272 \$	227 \$	273 \$	232 \$	279 \$
Grand Lake #8	37	331 \$	147 \$	227 \$	101 \$	227 \$	101 \$	S.O.	S.O.
Grand Manan #3	37	111 \$	49 \$	113 \$	50 \$	114 \$	50 \$	116 \$	52 \$
Point Lepreau	<u>415</u>	223 \$	<u>1 110 \$</u>	227 \$	<u>1 129 \$</u>	227 \$	<u>1 133 \$</u>	232 \$	<u>1 156 \$</u>
Total	2348		5 645 \$		5 692 \$		5 709 \$		5 634 \$

3

- 1 La quantité de services de l'annexe 2 à acheter par l'ERNB en 2011-2012 dépend des
- 2 obligations contractuelles indiquées ci-dessus. La quantité achetée est basée sur les
- 3 capacités et les calculs sont effectués comme suit :

Producteur	Charges de pointe (MVAR)	Autres (MVAR)
Tranche 1 de Coleson Cove	S.O.	160
Tranche 2 de Coleson Cove	S.O.	160
Tranche 3 de Coleson Cove	S.O.	160
Tranche 1 de Mactaquac	S.O.	52
Tranche 2 de Mactaquac	S.O.	52
Tranche 3 de Mactaquac	S.O.	52
Tranche 4 de Mactaquac	S.O.	52
Tranche 5 de Mactaquac	S.O.	54
Tranche 6 de Mactaquac	S.O.	54
Tranche 1 de Beechwood	S.O.	18
Tranche 2 de Beechwood	S.O.	18
Tranche 3 de Beechwood	S.O.	20
Tranche 1 de Tobique	S.O.	7,5
Tranche 2 de Tobique	S.O.	7,5
Tranche 1 de Grand-Sault	S.O.	7,7
Tranche 2 de Grand-Sault	S.O.	7,7
Tranche 3 de Grand-Sault	S.O.	7,7
Tranche 4 de Grand-Sault	S.O.	7,7
Tranche 1 de Sisson	S.O.	4,6
Tranche 1 de Sainte-Rose	82	S.O.
Tranche 1 de Millbank	82	S.O.
Tranche 2 de Millbank	82	S.O.
Tranche 3 de Millbank	82	S.O.
Tranche 4 de Millbank	82	S.O.
Tranche 2 de Belledune	S.O.	315
Tranche 4 de Courtenay Bay	S.O.	S.O.
Tranche 1 de Dalhousie	S.O.	66
Tranche 2 de Dalhousie	S.O.	100
Tranche 8 de Grand Lac	S.O.	S.O.
Tranche 3 de Grand Manan	37	S.O.
Point Lepreau	S.O.	415
Totaux	447	1798,4

Indice des prix à la consommation, par province (mensuel)
(Nouveau-Brunswick)

	Septembre 2009	Août 2010	Septembre 2010	Août 2010 à Septembre 2010	Septembre 2009 à Septembre 2010
	2002 = 100			variation en %	
N.-B.					
Indice d'ensemble	114,2	116,0	116,0	0,0	1,6
Aliments	124,3	127,9	127,9	0,0	2,9
Logement	120,8	122,8	122,6	-0,2	1,5
Dépenses courantes, ameublement et équipement du ménage	107,4	110,2	110,6	0,4	3,0
Habillement et chaussures	97,4	94,4	94,5	0,1	-3,0
Transports	108,0	110,3	109,9	-0,4	1,8
Santé et soins personnels	110,8	111,4	111,4	0,0	0,5
Loisirs, formation et lecture	106,8	107,6	107,7	0,1	0,8
Boissons alcoolisées et produits du tabac	133,3	134,1	134,1	0,0	0,6
Agrégats spéciaux					
Indice d'ensemble sans les aliments	112,1	113,6	113,5	-0,1	1,2
Indice d'ensemble sans l'énergie	111,5	113,3	113,5	0,2	1,8
Énergie	135,0	137,8	135,8	-1,5	0,6

Source : Statistique Canada, CANSIM, tableau (payant) [326-0020](#) et produits n^{os} [62-001-X](#) et [62-010-X](#) au catalogue.
 Dernières modifications apportées : 2010-10-22.

1 **CONCLUSION**

2 L'ERNB demande l'approbation d'un besoin en revenus de l'annexe 2 pour l'exercice
3 2011-2012 de 5,634 millions de dollars, assujetti à un rajustement afin de correspondre
4 à l'indice des prix à la consommation du Nouveau-Brunswick pour 2010 qui sera publié
5 à la fin de janvier 2011.

1 **ANNEXE 3(c)**

2 **(Commande de la production automatique («CPA») et suivi de charge pour les**
3 **tranches éoliennes intermittentes)**

4
5 Les mois supplémentaires d'histoire vécus par l'ERNB en ce qui concerne les revenus
6 et les dépenses associés à l'annexe 3(c) motivent un écart par rapport à la proposition
7 originale faite par l'ERNB en 2008. Cette proposition, qui n'a pas été adoptée
8 pleinement par la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick
9 (la « Commission »), prévoyait l'augmentation du tarif de l'annexe 3(c) de 0,25 \$/MWh à
10 0,50 \$ MWh en avril 2010, à 0,75 \$ en avril 2011 et à 1,00 \$ en avril 2012. Ne pas
11 augmenter le tarif au 1^{er} avril 2011 conformément à la proposition de 2008 augmente la
12 probabilité de déficit relativement à l'annexe 3(c). Toutefois, étant donné les coûts
13 estimatifs actuels, ce risque est compensé par la possibilité d'un excédent. En
14 conséquence, l'ERNB demande l'approbation de la Commission pour le maintien du
15 tarif actuel de l'annexe 3(c) à 0,50 \$/MWh au-delà du 31 mars 2011.

16
17 **Historique**

18 En mai 2008, l'ERNB a soumis à la CESP une demande de modifier le tarif d'accès au
19 réseau de transport (le « TART »). Entre autres, elle a demandé l'ajout d'une section au
20 tarif d'accès au réseau de transport, l'annexe 3(c), Commande de la production
21 automatique (« CPA ») et suivi de charge pour les tranches éoliennes intermittentes.
22 Le nouveau service devait répondre au transfert possible des coûts et au fait que
23 l'ERNB n'avait pas accès à des ressources illimitées pour l'équilibrage. Dans sa
24 demande, l'ERNB a noté que sans ces frais, un transfert des coûts pourrait avoir lieu à
25 cause des coûts d'intégration de la production éolienne engagés par Production Énergie
26 NB et transmis aux clients au Nouveau-Brunswick dans les tarifs du service normalisé à
27 cause de l'intégration de production éolienne qui n'alimente pas une charge au
28 Nouveau-Brunswick. On voulait établir un tarif pour recouvrer le coût marginal de la
29 commande de la production automatique et du suivi de charge des participants au
30 marché responsables de la production.

1 L'ERNB a proposé d'échelonner l'augmentation sur quatre ans afin d'éviter un choc
2 tarifaire pour les centrales éoliennes existantes. Cette démarche s'accorderait mieux
3 aux augmentations progressives des coûts par MWh qui accompagneraient la plus
4 grande pénétration de la production éolienne.

5
6 Le tableau suivant (tableau 10) est un **extrait** de la preuve soumise par l'ERNB le 1^{er}
7 mai 2008 (DANS L'AFFAIRE d'une demande datée du 1^{er} mai 2008 par l'Exploitant du
8 réseau du Nouveau-Brunswick pour modifier le tarif d'accès au réseau de transport,
9 volume 1 de 1, page 19, référence de la CESP : 2008-007).

Tableau 10		
Tarifs proposés		
	Annexe 3(c) Date de début	Tarif (\$/MWh d'énergie éolienne)
1	Le 1^{er} avril 2009	0,25
2	Le 1^{er} avril 2010	0,50
3	Le 1^{er} avril 2011	0,75
4	Le 1^{er} avril 2012	1,00

11
12 L'ERNB dépisterait son coût de provision de ces services aux producteurs éoliens et
13 exigerait la fourniture autonome par les nouvelles centrales éoliennes quand le coût
14 atteindrait le tarif de l'année 4, 1 \$/MWh. Cette approche offrirait une meilleure certitude
15 aux acheteurs de ces services. Le tarif proposé était de 1 \$ par MWh de production
16 éolienne en fonction seulement des centrales qui achetaient ces services, pas de celles
17 qui les fournissaient elles-mêmes. Le tarif de 1 \$ se basait sur les estimations des coûts
18 dans l'étude de l'intégration de l'énergie éolienne aux Maritimes. Le tarif prévu se basait
19 sur une production éolienne théorique de 400 MW dans la zone d'équilibrage.

20
21 La Commission s'est prononcée sur le sujet dans sa Décision du 26 novembre 2008,
22 (pages 20 et 21).

1 « La Commission approuve le taux initial de 0,25 \$ le MWh d'énergie éolienne à
2 compter du 1^{er} avril 2009. La Commission approuve, en principe, la hausse tarifaire
3 proposée par l'Exploitant du réseau. La Commission ordonne à l'Exploitant du
4 réseau de déposer, à compter de 2010 et dans le cadre de l'étude annuelle des
5 besoins en revenu, les dépenses réelles et les dépenses prévues pour les services
6 figurant à l'annexe 3 (c).

7
8 Le libellé du tarif d'accès au réseau de transport pour les services figurant à l'annexe
9 3 (c), comme présenté à la pièce « A », est approuvé.

10
11 *La Commission ordonne à l'Exploitant du réseau de fournir, dans le cadre de l'étude*
12 *portant sur l'exercice 2010-2011, les renseignements relatifs à une limite éventuelle*
13 *de la quantité d'énergie éolienne permettant d'être admissible aux services figurant*
14 *à l'annexe 3 (c). »*

15
16 Le 15 mars 2010, l'ERNB déposait une preuve à l'appui des besoins de revenus pour
17 les annexes 1 et 2 du tarif d'accès au réseau de transport. La preuve comprenait une
18 proposition d'augmentation du tarif de l'annexe 3(c) de 0,25 \$/MWh en vigueur depuis le
19 1^{er} avril 2009 à 0,50 \$/MWh au 1^{er} avril 2010. Dans sa preuve, l'ERNB a reformulé sa
20 justification relative à la limite de la quantité de services offerts par l'ERNB au tarif du
21 tarif d'accès au réseau de transport.

22
23 La Commission acceptait le taux proposé de 0,50 \$/MWh pour 2010-2011 dans sa
24 décision du 16 juillet 2010 (page 15). Concernant la limite proposée, dans cette même
25 décision, la Commission indiquait que l'ERNB n'avait pas déposé de renseignements ni
26 demandé une limite particulière relative à la fourniture de ce service. La Commission
27 ordonne à l'ERNB, au moment de sa prochaine demande, de fournir l'information
28 détaillée quant à savoir s'il devrait ou non y avoir une limite spécifique sur la fourniture
29 du service de l'annexe 3(c).

30
31 Renseignements sur les données historiques sur les coûts

1 L'ERNB a dépisté les coûts des services marginaux de régulation et de suivi de charge
 2 requis à cause de la variation de la production éolienne aux parcs qui ne choisissent
 3 pas de fournir ces services eux-mêmes. Ces coûts sont indiqués dans le tableau 3-1 ci-
 4 dessous, Revenus et dépenses de l'annexe 3(c) :

5

Tableau 3-1
Revenus et dépenses de l'annexe 3(c)

		2009-2010	Budget 2010-	Budget 2011-
		Réels	2011	2012
a	Revenus (milliers de dollars)	105 405	111 000	95 700
b	Dépenses (milliers de dollars)	178 215	79 584	65 100
c	Production d'énergie (en MWh)	390 356	221 000	191 716
d=b/c	Coût (\$/MWh)	0,42	0,36	0,34
e=a/b	Rapport revenus/coûts	0,59	1,40	1,47
f	Régulation (MW)	1,6	1,8	2,8
g	Suivi de charge (MW)	2,0	2,3	4,6

6

7 La prévision des revenus et des dépenses des services d'annexe 3(c) est compliquée
 8 par le fait que chaque parc éolien peut choisir d'acheter le service de l'ERNB, de le
 9 fournir lui-même ou de l'acheter d'un tiers. Prévoir le coût unitaire (c'est-à-dire, par MWh
 10 d'énergie produite par des parcs éoliens dans la zone d'équilibrage qui achètent le
 11 service de l'ERNB) dépend moins des choix des parcs éoliens que des revenus et
 12 dépenses de l'annexe 3(c).

13

14 Le rapport suivant indique le calcul des revenus et dépenses réels de l'annexe 3 (c)
 15 pour l'exercice 2009-2010. Le coût moyen pour cette année-là était à 0,42 \$/MWh de
 16 production éolienne correspondant aux achats de l'annexe 3 (c).¹

17

¹ 178 215 \$/(390 356,055 + 31 266) MWh = 0,42 \$/MWh

Tableau 3-2
Accessoires basés sur la capacité pour l'énergie éolienne
Coûts de système et totaux

De : Avril 2009
À : Avril 2010

Coûts d'acquisition (marginaux)				
	Mensuels		Horaires	
	MW	\$	MW	\$
Régulation	10,9	82 157,88	715,9	730,09
Suivi de charge	13,1	82 650,60	-2 592,7	-2 204,67
Réserve tournante	0,0	0,00	-387,9	-295,17
Supplémentaire OU – 10 min	0,0	0,00	-3 947,6	-2 711,23
Supplémentaire OU – 30 min	0,0	0,00	-546,5	-333,62
		164 808,48		-4 814,60
Coûts de réacheminement				
CRSA totaux		76 691,57		
CSRA marginaux		0,00		
CSRA de charge		58 470,21		
CSRA d'énergie éolienne		18 221,36		
Prélèvements tarifaires				
MWh mesurés totaux		800 599,127		
Facteur de détermination des frais totaux		390 356,055		
Prélèvements tarifaires totaux		97 588,99		
Frais d'insuffisance de production autonome				
Facteur de détermination des frais totaux		31 266,000		
Frais totaux		7 816,50		
Résumé				
Frais totaux		105 405,49		
Coûts totaux		178 215,24		
Écart		-72 809,75		

2 Vous trouverez ci-dessous une explication des éléments du rapport.

1 « Coûts d'acquisition (marginaux) »

2 Les coûts engagés correspondent au coût total de capacité de services auxiliaires de
3 l'ERNB moins les coûts que l'ERNB aurait engagés si aucun parc éolien n'avait acheté
4 des services de l'annexe 3(c). L'ERNB achète des services accessoires basés sur la
5 capacité pour l'énergie éolienne chaque mois selon les besoins mensuels prévus puis
6 choisit les ressources à chaque heure afin de satisfaire aux besoins opérationnels en
7 temps réel. Les besoins totaux projetés de régulation et de suivi de charge pour chaque
8 mois sont augmentés pour s'adapter à la production des parcs éoliens dans le secteur
9 d'équilibrage. Il en est de même pour les besoins horaires de régulation. Dans le cas du
10 suivi de charge horaire, la production des parcs éoliens peut augmenter ou diminuer les
11 besoins totaux de suivi de charge. Par exemple, s'il est prévu que la production des
12 parcs éoliens diminuera et que la charge augmentera pendant une heure donnée, la
13 production éolienne augmente le besoin horaire net de suivi de charge. Au contraire, s'il
14 est prévu que la production d'énergie éolienne augmentera et que la charge
15 augmentera pendant une heure donnée, la production éolienne diminue le besoin
16 horaire net de suivi de charge. En conséquence, pour n'importe quelle heure donnée, le
17 besoin de suivi de charge peut augmenter ou diminuer selon la production d'énergie
18 éolienne. L'approvisionnement horaire de suivi de charge est aussi influencé par le fait
19 que les quantités de production autonome sont établies au début de chaque mois puis
20 programmées pour chaque heure du mois. Les besoins réels relatifs aux parcs éoliens
21 pour n'importe quelle heure donnée peuvent dépasser la production autonome (ou être
22 inférieurs à la production autonome). Les coûts (ou économies) marginaux sont facturés
23 (ou crédités) au compte de l'annexe 3(c). De plus, la régulation et le suivi de charge
24 horaires achetés pour l'annexe 3(c) sont pris en compte dans les réserves totales et, en
25 conséquence, une augmentation de l'un ou l'autre des produits réduit les achats de
26 réserves. Cette approche donne lieu à un crédit à l'annexe 3(c) pour ces services.

27

28 Les coûts moyens d'achat des services de l'ERNB pendant l'exercice 2009-2010 sont
29 énoncés dans le tableau 3-3 ci-dessous et résultent de l'achat par l'ERNB des quantités
30 requises conformément aux prix contractuels applicables.

31

1
2

Tableau 3-3
Coûts d'acquisition

Service	Achats mensuels		
	Capacité moyenne (MW)	Dépense moyenne (\$)	Prix moyen (\$/MW/mois)
Régulation	0,91	6 846,49	7 537,42
Suivi de charge	1,09	6 887,55	6 309,21

3
4

5 **« Coûts de réacheminement »**

6 Les coûts de réacheminement des services auxiliaires (« CRSA ») sont calculés en
7 comparant les coûts avec (« CRSA totaux ») et sans (« CRSA de charge ») les besoins
8 en CRSA associés aux parcs éoliens qui n'achètent par de services de l'annexe 3 (c) de
9 l'ERNB. La différence est le coût de réacheminement des services auxiliaires attribuable
10 aux parcs éoliens qui n'achètent par de services de l'annexe 3 (c) de l'ERNB (« CSRA
11 d'énergie éolienne »). Le calcul s'explique comme suit :

12

$$76\,691,57 \$ - 58\,470,21 \$ = 18\,221,36 \$$$

13

14

15

16

« Prélèvements tarifaires »

17 Les parcs éoliens du secteur d'équilibrage qui ne produisent pas de façon autonome les
18 services de l'annexe 3(c) sont facturés au tarif du tarif d'accès au réseau de transport
19 multiplié par la production. La production totale des parcs éoliens était de 800 599 MWh
20 et la production des parcs ne produisant pas de façon autonome les services

21

22 de l'annexe 3(c) était de 390 356 MWh. Le calcul de la charge s'explique comme suit :

23

$$390\,356 \text{ MWh} \times 0,25 \$/\text{MWh} = 97\,589,01 \$$$

24

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30

« **Frais d'insuffisance de production autonome** »

Dans la mesure où les clients choisissent la production autonome, mais n'atteignent pas les quantités horaires prévues, l'ERNB facture ces clients afin d'éviter tout transfert des coûts. Les frais sont calculés en facturant le tarif du tarif d'accès au réseau de transport de l'annexe 3(c) pour la production correspondant au manque. Le calcul de la charge s'explique comme suit :

$$31\,266 \text{ MWh} \times 0,25 \text{ \$/MWh} = 7\,816,50 \text{ \$}$$

« **Résumé** »

Frais totaux =	97 589,01 \$ + 7 816,50 \$	= 105 405,51 \$
Coûts totaux =	164 808,48 \$ - 4 814,6 \$ + 18 221,36 \$	= 178 215,24 \$
Écart =	105 405,51 \$ - 178 215,24 \$	= -72 809,75 \$

Renseignements relatifs au besoin d'une limite pour les achats de l'annexe 3(c)

La question de savoir si oui ou non il devrait y avoir une limite au montant de services de l'annexe 3(c) disponibles au tarif du tarif d'accès au réseau de transport requiert l'analyse des considérations suivantes :

1. les **quantités actuelles** de services sous-jacents (régulation et suivi de charge) qui peuvent être achetés par l'ERNB de sources assujetties à des contrats de services auxiliaires existants;
2. la possibilité d'acquérir ces services par de **nouvelles sources** dans le futur;
3. les **coûts du fournisseur** pour la prestation de ces services;
4. les **coûts de l'ERNB** pour l'achat de ces services;
5. l'**attribution des coûts de l'ERNB** pour l'achat de ces services;
6. les diverses attributions des coûts applicables et les principes de **conception tarifaire** incluant la stabilité des tarifs.

1 **Quantités actuelles**

2 Les quantités de régulation et de suivi de charge possédées par l'ERNB en vertu d'un
3 contrat actuellement sont énoncées dans le tableau 3-4. Les deux produits sont
4 incompatibles en ce qu'une même capacité ne peut pas être prise en compte pour la
5 prestation des deux services en même temps. **En conséquence, la disponibilité de**
6 **l'un ou l'autre des services pour l'établissement du calendrier provenant d'une**
7 **installation particulière est diminuée par l'établissement du calendrier de l'autre**
8 **service provenant de ladite installation.**

9

10

1
2

Tableau 3-4
Quantités contractuelles

Installation	À partir des MW	Vers les MW	MW par minute	RÉG (MW)	FC (MW)
BEECHWD	0	36	115	0	36
BEECHWD	36	113	115	77	77
BELLDN 2	0	200	2	0	60
BELLDN 2	200	466	3	0	90
C.COVE 1	0	43	3	0	43
C.COVE 1	43	63	3	0	20
C.COVE 1	63	133	3	30	70
C.COVE 1	133	140	0,25	2,5	7
C.COVE 1	140	283	6	60	143
C.COVE 1	283	333	3	30	50
C.COVE 2	0	43	3	0	43
C.COVE 2	43	63	3	0	20
C.COVE 2	63	133	3	30	70
C.COVE 2	133	140	0,25	2,5	7
C.COVE 2	140	283	6	60	143
C.COVE 2	283	333	3	30	50
C.COVE 3	0	40	3	0	40
C.COVE 3	40	60	3	0	20
C.COVE 3	60	130	3	30	70
C.COVE 3	130	137	0,25	2,5	7
C.COVE 3	137	280	6	60	143
C.COVE 3	280	330	3	30	50
DALH 1	0	24	2	0	24
DALH 1	24	97	2	0	60
DALH 2	0	90	3	0	90
DALH 2	90	150	6	60	60
DALH 2	150	200	3	30	50
DALH 2	200	203	2	3	3
G.FALLS	0	4	66	0	4
G.FALLS	4	20	66	0	16
G.FALLS	20	36	66	0	16
G.FALLS	36	64	66	0	28
G.MANAN 3	0	2	2	0	2
G.MANAN 3	2	29	2	0	27
MACTAQ	0	216	672	216	216
MACTAQ	216	468	672	252	252
MACTAQ	468	672	672	204	204
MBANK 1	0	20	3,9	0	20
MBANK 1	20	35	3,9	0	15
MBANK 1	35	99	3,9	0	64
MBANK 2	0	20	3,9	0	20
MBANK 2	20	35	3,9	0	15
MBANK 2	35	99	3,9	0	64
MBANK 3	0	20	3,9	0	20
MBANK 3	20	35	3,9	0	15
MBANK 3	35	99	3,9	0	64
MBANK 4	0	20	5	0	20
MBANK 4	20	35	5	0	15
MBANK 4	35	99	5	0	64
SISSON	0	2	9	0	2
SISSON	2	8	9	0	6
SISSON	8	9	9	0	1
STE.ROSE	0	20	3,9	0	20
STE.ROSE	20	35	3,9	0	15
STE.ROSE	35	99	3,9	0	64
TOBIQUE	0	4	20	0	4
TOBIQUE	4	20	20	0	16

3

1 **Nouvelles sources**

2 Parmi les exemples de nouvelles sources contractuelles possibles de régulation et de
3 suivi de charge, on retrouve la turbine à gaz à cycle mixte de Bayside, à Saint John,
4 Nouveau-Brunswick, les importations, les parcs éoliens et les futures centrales
5 électriques du Nouveau-Brunswick.

6

7 **Coûts du fournisseur**

8 Les coûts du fournisseur pour la prestation du service sont une combinaison des coûts
9 de capacité et des coûts liés à l'acheminement irrégulier. Les coûts liés à
10 l'acheminement irrégulier sont engagés lorsque la capacité de production qui pourrait
11 produire de l'énergie de façon rentable (c.-à-d. à un coût marginal de production égal ou
12 moindre par rapport à la valeur de l'énergie) est plutôt utilisée pour fournir un service
13 accessoire basé sur la capacité comme la régulation ou le suivi de charge. Les coûts
14 liés à l'acheminement irrégulier constituent les coûts de remplacement de l'énergie à
15 partir de diverses sources moins les économies réalisées en ne produisant pas
16 d'énergie à partir de la source de service auxiliaire (c.-à-d. les ressources réacheminées
17 afin de pouvoir fournir le service auxiliaire).

18

19 **Coûts de l'ERNB**

20 Les coûts de capacité de l'ERNB relèvent des prix contractuels ou, dans certains cas,
21 des prix de soumission. Les coûts liés à l'acheminement irrégulier sont en réalité
22 imputables aux coûts liés à l'acheminement irrégulier du fournisseur. Ces coûts sont
23 calculés par l'ERNB selon les différences entre le coût d'acheminement de l'énergie et
24 le coût d'acheminement de l'énergie si les services auxiliaires basés sur la capacité
25 n'avaient pas été requis.

26

27 **Attribution des coûts**

28 La preuve à l'appui pour le tarif de l'annexe 3(c) suppose que tous les coûts de l'ERNB
29 concernant la régulation et le suivi de charge pour l'énergie éolienne sont attribués aux
30 services de l'annexe 3(c).

31

1 **Conception tarifaire**

2 La conception tarifaire proposée par l'ERNB au départ limitait le taux à 1 \$/MWh, évitant
3 d'exposer les premiers promoteurs de parcs éoliens au risque de voir les
4 développements subséquents provoquer des augmentations considérables du tarif de
5 l'annexe 3(c). Les promoteurs subséquents devraient obtenir leur propre
6 approvisionnement relativement à ces services et n'auraient pas l'option de les acheter
7 de l'ERNB.

8

9 **Études de cas sur la disponibilité de la régulation et du suivi de charge**

10

11 La disponibilité et les coûts des services de régulation et de suivi de charge dépendent
12 de l'engagement et de l'acheminement des ressources de charge et de production
13 relatifs aux besoins en énergie. Les renseignements suivants expliquent la disponibilité
14 de la régulation et du suivi de charge selon les cas de base qui pourraient se présenter.

15

16 **Cas « A » hydroélectricité autonome**

17 Dans le cas « A », la disponibilité de capacité hydroélectrique pour fournir la régulation
18 et le suivi de charge est élevée parce que la production d'hydroélectricité peut être
19 augmentée ou diminuée rapidement selon des variations relativement vastes. Les
20 capacités de régulation et de suivi de charge peuvent ou non être aussi offertes à partir
21 de centrales thermiques.

22

23 Exemple :

24 À la charge de fonctionnement moyenne, la centrale de Mactaquac peut fournir
25 quelques centaines de MW de capacité pour la régulation et le suivi de charge.

26

27 **Cas « B » centrale hydroélectrique et thermique, pas d'acheminement irrégulier**

28 Dans le cas « B », la disponibilité d'hydroélectricité est plus limitée que dans le cas
29 « A » et doit être complétée par des capacités de régulation et de suivi de charge
30 provenant de centrales thermiques. La combinaison des capacités hydroélectriques et
31 thermiques fournit les quantités requises de régulation et de suivi de charge sans

1 acheminement irrégulier. La production d'énergie thermique peut fournir jusqu'à 100 %
2 des services requis. Cependant, l'utilisation de production d'énergie thermique pour
3 fournir la régulation et le suivi de charge peut poser un risque quant à la fiabilité du
4 système. La production d'énergie thermique est généralement encline aux problèmes
5 de rendement lorsqu'une production variable est requise.

6
7 Exemple :

8 Un débit d'eau élevé indique un acheminement rentable de la centrale
9 hydroélectrique à près de 100 % de capacité. L'acheminement laisse
10 suffisamment de capacité pour la régulation, mais pas pour le suivi de charge.
11 Une centrale thermique à coût marginal destinée à produire de l'énergie fournit le
12 suivi de charge à partir d'une capacité autrement non prévue.

13
14 **Cas « C » acheminement irrégulier**

15 Ce cas est identique au cas « B » sauf en ce qui concerne l'acheminement irrégulier.
16 L'acheminement irrégulier est requis et augmente les coûts d'achat du service de
17 l'ERNB.

18
19 **Exemple :**

20 Un débit d'eau élevé indique un acheminement rentable de la centrale
21 hydroélectrique à 100 % de capacité. La capacité de la centrale thermique à coût
22 marginal n'est pas suffisante pour fournir la régulation et le suivi de charge
23 requis. Une centrale dont les coûts de production sont plus élevés est utilisée
24 pour produire de l'énergie, libérant la capacité pouvant fournir la régulation et le
25 suivi de charge.

26
27 **Renseignements sur les centrales à coût marginal et les coûts d'acheminement**
28 **irrégulier**

29 Pour certaines combinaisons d'acheminement, une centrale marginale de
30 Coleson Cove serait techniquement capable de fournir la régulation et le suivi de
31 charge comme le démontre le graphique 3-1 (Besoins et disponibilités des services de

1 régulation et de suivi de charge, page 57). Cependant, étant donné la subjectivité des
 2 prix actuels de l'huile et de l'électricité de gros, Coleson Cove est rarement une
 3 ressource à coût marginal. Belledune est une centrale au charbon dont les coûts de
 4 production actuels sont concurrentiels par rapport aux prix de l'électricité de gros.
 5 Belledune peut fournir le suivi de charge, mais pas la régulation. La tranche 2 de
 6 Dalhousie peut fournir une certaine capacité de régulation et de suivi de charge, mais
 7 elle se dirige vers des coûts de production sans doute similaires à ceux de Coleson
 8 Cove. Aucune des autres installations non hydroélectriques n'est sous contrat pour
 9 fournir la régulation. Ces autres installations non hydroélectriques ont aussi des coûts
 10 de production élevés et, en conséquence, seraient très rarement utilisées comme
 11 centrale à coût marginal. De plus, la fermeture potentielle de la centrale de Dalhousie
 12 signifie qu'il serait imprudent pour l'ERNB de compter sur cette ressource pour la
 13 planification des services auxiliaires pour des périodes ultérieures à cet hiver.

14

15 Les calculs ci-dessous sont présentés à titre d'illustration seulement et tous les chiffres
 16 sont des approximations grossières. Le premier calcul est basé sur l'exploitation d'une
 17 centrale thermique à l'extérieur de l'ordre d'appel et le deuxième sur les déversements
 18 d'eau d'une centrale hydroélectrique.

19

20 Réacheminement de l'énergie d'une centrale thermique dont les coûts de
 21 production s'élèvent à 90 \$/MWh

Hydroélectricité acheminée intégralement pour les besoins en énergie	10 %
Heures pendant une année	8760
Heures pendant lesquelles l'hydroélectricité est acheminée intégralement	876
Coût marginal de l'énergie	50 \$/MWh
Coût de production de l'énergie acheminée pour libérer la régulation	90 \$/MWh
Différence	40 \$/MWh
Régulation requise pour l'énergie éolienne	2,2 MW
Coûts annuels de l'acheminement irrégulier (876 x 40 x 2,2)	77 000 \$

22

1 Les coûts d'acheminement irrégulier indiqués ci-dessus démontrent uniquement les
2 différences en matière de coûts de l'énergie. La mise en production de centrales
3 thermiques coûte des dizaines de milliers de dollars. Dans le cas où des centrales
4 destinées à la régulation et au suivi de charge ne seraient pas utilisées autrement,
5 leurs coûts de mise en production constituent un coût supplémentaire d'acheminement
6 irrégulier attribuable à la régulation et au suivi de charge. De plus, les centrales
7 thermiques ont généralement des quantités d'exploitation minimales qui exigeraient de
8 l'acheminement irrégulier en surplus des quantités requises pour fournir la régulation et
9 le suivi de charge.

10

11 Déversement d'eau

12	Heures de déversement de la centrale hydroélectrique	876
13	Coût de remplacement de l'énergie	50 \$/MWh
14	Régulation requise pour l'énergie éolienne	2,2 MW
15	Coûts annuels (876 x 50 x 2,2)	96 000 \$

16

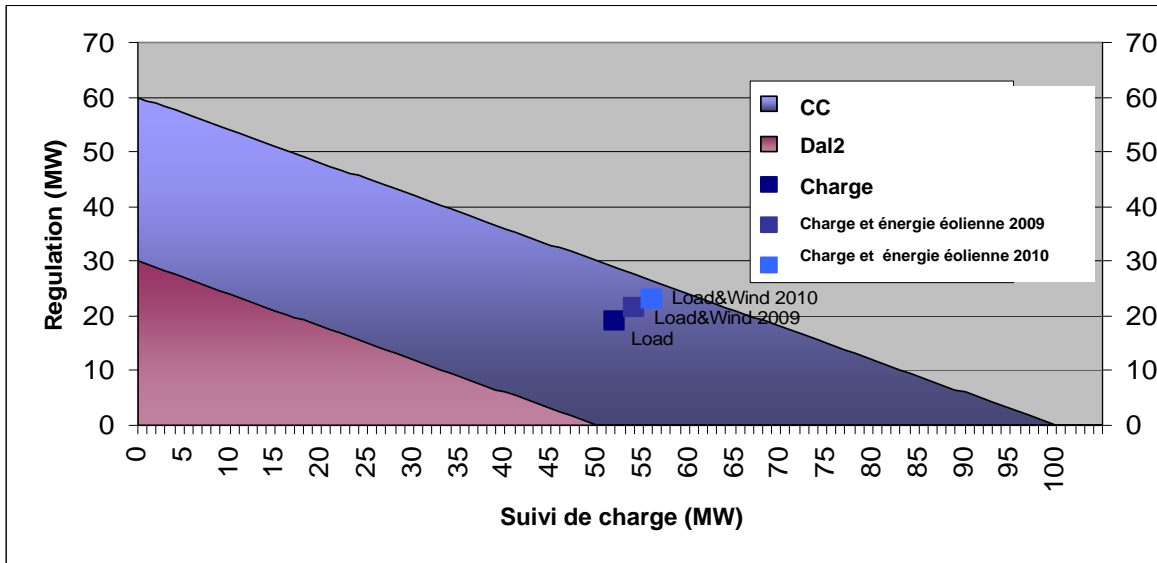
17 Comme le démontre le graphique 3-1, les besoins nominaux de régulation et de suivi de
18 charge sont plus grands qu'ils ne le seraient sans production d'énergie éolienne et
19 augmentent au fur et à mesure que des parcs éoliens sont ajoutés au secteur
20 d'équilibrage.

21

1
2

Graphique 3-1

Besoins et disponibilités des services de régulation et de suivi de charge



3
4
5

CONCLUSION

6 Les dépenses engagées jusqu'à maintenant n'indiquent pas le besoin de modifier le
7 tarif actuel des services de l'annexe 3(c).
8
9 En conséquence, l'ERNB demande l'approbation de la Commission pour maintenir le
10 tarif de l'annexe 3(c) à 0,50 \$/MWh au-delà du 31 mars 2011.
11

12

13 Comme l'ERNB l'a noté dans sa demande en 2008, le «...service doit répondre à la
14 possibilité de transfert de coûts et au fait que l'ERNB n'a pas accès aux ressources
15 d'équilibre illimitées». Les services de régulation et de suivi de charge que l'ERNB peut
16 obtenir, peu importe le but, sont limités aux quantités que l'ERNB peut acheter des
17 producteurs et des charges. Ces fournisseurs doivent avoir la capacité technique de
18 fournir ces services à l'ERNB et être prêts à le faire à un prix raisonnable conformément
19 aux règles du marché. L'ERNB n'a pas un droit contractuel illimité à ces services, et on
20 n'a vu aucune indication au marché que d'autres veulent les fournir. Un seul nouveau
21 fournisseur a signé une entente de fourniture de services accessoires basés sur la
22 capacité depuis l'appel de proposition lancé par l'ERNB en 2006, et ce fournisseur n'a

1 établi aucun contrat visant la régulation ou le suivi de charge. Ainsi l'ERNB continue à
2 croire qu'il convient de limiter la quantité d'énergie éolienne qui peut recevoir le service
3 de l'annexe 3(c). L'ERNB croit toujours qu'il vaut mieux établir cette limite avant
4 l'épuisement des ressources de régulation et de suivi de charge pour créer plus de
5 certitude et donc réduire les risques réglementaires au marché.

6

7 Néanmoins, l'historique d'achat de services de régulation et de suivi de charge de
8 l'ERNB est limité en ce qui concerne la réponse aux caractéristiques de la production
9 d'énergie éolienne. De plus, les seuls nouveaux parcs éoliens du secteur d'équilibrage
10 qui prévoient être en exploitation pendant l'exercice 2011-2012 sont l'extension de
11 54 MW du parc éolien de Kent Hills et le parc éolien de 45 MW de Lamèque. Ces ajouts
12 représentent une augmentation d'environ 25 % de la capacité du secteur d'équilibrage.
13 Bien que des développements plus imposants aient été envisagés par le passé et sont
14 peut-être toujours à l'étude, l'ERNB n'a aucune indication garantissant que des
15 promoteurs s'engageront dans un avenir rapproché à la construction de ces projets.

16

17 En conséquence, l'ERNB croit qu'il est approprié que la Commission continue de
18 rechercher des renseignements sur les raisons pour lesquelles une limite devrait être
19 adoptée dans le futur, mais l'ERNB ne demande pas de limite à l'heure actuelle.

20

21