

**Exploitant du Réseau du Nouveau-Brunswick**

**Évaluation décennale de la suffisance des  
installations de production et de transport  
du  
Nouveau-Brunswick**

**2009 - 2019**



**Avril 2009**

## 1.0 SOMMAIRE À LA DIRECTION

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) est une corporation indépendante à but non lucratif constituée le 1<sup>er</sup> octobre 2004 aux termes de la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick. En vertu de cette *Loi*, l'ERNB est chargé d'assurer la fiabilité et la suffisance du réseau intégré d'électricité et de faciliter le développement et l'exploitation du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Ces responsabilités englobent l'exploitation du réseau contrôlé par l'ER et de l'administration du Tarif d'accès au réseau de transport (TART) et des règles du marché.

Le présent document, intitulé *Évaluation décennale de la suffisance des installations de production et de transport au Nouveau-Brunswick 2009-2019*, s'inscrit dans le cadre d'une série annuelle de rapports semblables émanant de l'ERNB. Ce rapport a pour objet d'informer les participants au marché actuels et éventuels des perspectives du marché et de la suffisance du réseau d'électricité. Cette évaluation comprend :

- Un plan de base faisant état des prévisions des charges et des ressources en d'approvisionnement engagées uniquement.
- Les plans de transport recommandés pour de nouveaux projets et des mises à niveau ou améliorations du réseau.
- Un résumé des projets que l'ERNB entreprend mène et les études de coordination et analyses de scénarios futurs, tant de manière indépendante qu'en partenariat avec d'autres exploitants du réseau et des services publics. En raison de l'incertitude associée à ces projets, ils n'ont pas été inclus dans le plan de base.

Cette évaluation décennale ne porte pas sur les coûts de l'électricité, la structure tarifaire, les facteurs économiques ni les risques commerciaux auquel le secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick est exposé; elle se concentre plutôt sur la suffisance et la fiabilité des approvisionnements. Grâce à ces renseignements, les participants au marché disposeront d'une base commune pour évaluer les possibilités commerciales pour eux-mêmes et leurs clients.

Au cours des dix prochaines années, le réseau d'électricité du Nouveau-Brunswick sera confronté à d'importants défis mais il se verra également ouvrir des possibilités. Parmi ces défis, mentionnons l'achèvement d'importants travaux de remise à neuf de la centrale nucléaire et l'intégration d'importantes capacités de production éolienne au réseau de transport du Nouveau-Brunswick. Voici quelques projets annoncés récemment :

- La Centrale nucléaire de la Pointe-Lepreau a amorcé le 29 mars 2008 une remise à neuf qui s'étalera sur 18 mois et il en est résulté une réduction de la capacité du réseau de 558 MW pour le réseau pendant la période de remise à neuf. Une fois ce projet achevé en octobre 2009, le réseau disposera d'une capacité de 658 MW, soit une augmentation nette de 100 MW. Les mises à jour récentes indiquent que ce projet accuse un retard de trois à quatre mois. Ainsi son achèvement pourrait être reporté jusqu'au premier trimestre de 2010.

Des mises à jour sur la remise à neuf de la centrale nucléaire de Pointe-LePREAU sont fournies par Énergie NB à :

<http://poweringthefuture.nbpower.com>

- Le projet de 96 MW de Kent Hills Wind a été officiellement avalisé le 31 décembre 2008. Il s'agit d'un premier projet éolien de nature commerciale à être mené au Nouveau-Brunswick et il est possédé et exploité par TransAlta Corporation. Le rendement énergétique de Kent Hills est imparti à Énergie NB à la faveur d'une entente d'achat d'électricité de 25 ans.
- Énergie NB a annoncé la mise en œuvre de trois autres projets éoliens au Nouveau-Brunswick

<u>Emplacement du projet</u>	<u>Taille (MW)</u>	<u>Propriétaire</u>	<u>Date de mise en service</u>
Lamèque	49,5	Acciona	Novembre 2009
Aulac	64,5	Acciona	Novembre 2009
Caribou	99	Énergie SUEZ	Novembre 2009

À l'instar du projet de Kent Hills, chacun de ces projets éoliens doit être exploité et maintenu par leurs propriétaires et tout le rendement énergétique est imparti à Énergie NB dans le cadre d'ententes d'achat d'électricité de 20 ou 25 ans.

Parmi les possibilités qui s'ouvrent ainsi au réseau d'électricité du Nouveau-Brunswick mentionnons l'évolution continue du marché de l'électricité qui permet aux participants au marché d'établir des contrats bilatéraux indépendants d'achat et de vente d'énergie. L'accès ouvert au réseau de transport permet aux promoteurs de bâtir des projets d'électricité au Nouveau-Brunswick et la capacité de transfert accrue de la deuxième interconnexion à 345 kV avec la Nouvelle-Angleterre offre aux producteurs d'électricité du Nouveau-Brunswick un plus grand nombre de possibilités d'exportation. Grâce à la capacité d'importation de cette même interconnexion, le marché de l'électricité est plus concurrentiel puisque les participants au marché qui desservent une charge ont un plus grand choix de fournisseurs. L'accès ouvert au réseau de transport conjugué à la capacité accrue de transfert offrent également des possibilités à d'autres régions du Nord-Est en augmentant le potentiel du transit de l'électricité par le Nouveau-Brunswick.

Les prévisions de la charge électrique mises à jour dans cet examen sont beaucoup plus faibles que celles auxquelles a donné lieu l'examen précédent. Un facteur qui contribue de manière importante à cette réduction est la charge industrielle plus faible attribuable aux fermetures d'usines et à la réduction de la croissance prévue en raison du récent ralentissement économique mondial et de ses incidences sur le produit national brut (PNB).

Dans le tableau ci-dessous, on compare les prévisions de la charge électrique mises à jour et prévues.

	<b>Prévisions mises à jour</b>	<b>Prévisions antérieures</b>	<b>Différence</b>
Énergie provinciale 2009-2010	14 284 GWh	14 728 GWh	(444 GWh)
Énergie provinciale 2018-2019	15 096 GWh	16 088 GWh	(992 GWh)
Augmentation de l'énergie	812 GWh	1 360 GWh	(548 GWh)
Taux de croissance annuelle de l'énergie	0,6 %	1,0 %	(0,4 %)
Demande provinciale 2009-2010	3 000 MW	3 115 MW	(115 MW)
Demande provinciale 2018-2019	3 180 MW	3 456 MW	(276 MW)
Augmentation de la demande	180 MW	341 MW	(161 MW)
Taux d'augmentation annuelle de la demande	0,6 %	1,2 %	(0,6 %)

Les ajouts de production d'électricité pendant la période de 10 ans visée comprennent 100 MW de capacité nucléaire supplémentaire d'ici octobre 2009 en raison de la remise à neuf de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau et de la capacité de 213 MW du nouveau projet ciblé pour novembre 2009. Cette capacité supplémentaire découle également de la fin d'un contrat d'exportation d'une capacité de 198 MW avec Hydro-Québec en novembre 2011. La seule désaffectation de production prévue dans cette évaluation décennale est le projet de 52 MW mené à Grand Lac en 2010-2011.

L'évaluation des ressources des productions engagées montre que le réseau du Nouveau-Brunswick n'a pas besoin de capacités supplémentaires au cours des dix prochaines années pour répondre au critère à long terme de l'ERNB fondée sur des critères de réserve de 20 % de la charge de ferme de 20 %. Le tableau ci-dessous fournit des détails sur l'étude de la charge et des ressources pour la période visée par la planification.

### Examen de la charge et des ressources 2009-2010 à 2018-2019

		<b>À la fin de l'exercice</b>									
		<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
A	Prévisions de la charge	3 000	2 930	2 940	2 970	2 990	3 020	3 060	3 100	3 140	3 180
B	Industriel non ferme	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
C	Réserve requise $C = 20 \% * (A - B)$ ou plus grande tranche*	628	628	628	628	628	628	628	628	628	628
D	Contrats d'interconnexion (+Exportation/-Importation)	325	323	50	50	50	50	50	50	50	50
E	Total des ressources d'approvisionnement à l'exclusion de l'énergie éolienne	4 266	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214
F	Énergie éolienne qu'Énergie NB s'est engagée à produire	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309

G	Énergie éolienne que Énergie NB s'est engagée à produire (@ un crédit de capacité de 30 %)**	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
H	Total des ressources d'approvisionnement, y compris Énergie éolienne H = E + G	4 359	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307
I	(+Surplus/-Déficit) I = H + B - A - C - D	465	485	748	718	698	668	628	588	548	508
J	Énergie éolienne projetée ***	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100
K	Énergie éolienne projetée (@ 30 % crédit de capacité de 30 %)**	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30
L	Énergie projetée (+Surplus/-Déficit) L = I + K	465	515	778	748	728	698	658	618	578	538

\* De 2010 à 2019, on calcule que la plus importante tranche de production sera de 628 MW, étant donné la production à Point-Lepreau de 658 MW moins une entente de participation de 30 MW avec l'Î-P.-É (Maritime Electric)

\*\* La capacité éolienne est réduite conformément aux règles du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Les capacités des projets éoliens menés au Nouveau-Brunswick sont réduites par leur facteur de capacité saisonnier (hiver et été) pour simuler de façon approximative sa contribution fiable au réseau, et 30 % est une évaluation prudente du facteur de capacité attendue d'un nouveau projet éolien. Une fois qu'un projet éolien est mené à bien et ses facteurs de capacité saisonnière attestés, sa capacité nominale est rajustée en conséquence.

\*\*\* La capacité éolienne projetée de 100 MW d'ici 2010-2011 se fonde sur des renseignements fournis par Énergie NB voulant que cette société acquière 400 MW de capacité éolienne d'ici 2010.

Les chiffres relatifs à la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) prévus par Efficacité NB sont intégrés aux prévisions de la charge de base et se traduisent par une réduction de 75 MW de la demande, une réduction de 366 GWh de l'énergie étant prévue d'ici 2018-2019. Ces estimations ont trait aux programmes suivants :

- Programme d'amélioration énergétique des habitations existantes
- Programme de maisons neuves éconergétiques du Nouveau-Brunswick
- Programme d'amélioration énergétique des immeubles résidentiels à logements multiples
- Programme d'améliorations énergétiques pour les ménages à faible revenu

Bien que ce rapport indique les norme actuelles d'émissions découlant de la production d'électricité, on n'y formule aucune hypothèse quant aux exigences environnementales et aux effets qu'elles pourraient avoir sur la suffisance future des ressources de production

d'électricité. On s'attend en particulier à ce que la réglementation limitant les émissions de gaz à effet de serre puisse poser un problème pour la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. L'ERNB exercera un suivi à mesure que ces normes seront mises en œuvre et il pourra dans l'avenir procéder à des analyses concernant leurs incidences sur la suffisance de l'électricité produite.

Parmi les projets d'envergure menés par la période visée par la planification qui ont des incidences sur le réseau de transport en bloc, mentionnons :

- L'aval pour la construction du poste CCHT Eel River a été obtenu en 1972 et cette station a été construite comme l'une des premières stations de conversion dos-à-dos à circuits intégrés au monde. Aucune remise à neuf importante n'a été effectuée sur la station sauf le remplacement des transformateurs convertisseurs au milieu des années 1990 en raison d'un défaut de conception. Dans une récente étude d'ingénierie portant sur le poste d'Eel River, on recommandait de remplacer les commandes des stations de conversion HVDC et de mettre à niveau les valves thyristor refroidies par air au moyen de valves thyristor conventionnelles refroidies par liquide. Il faudrait de nombreuses années pour mener à bien ces deux projets. La planification est en cours mais aucune date cible finale n'a encore été fixée.
- La charge est très lourde sur les lignes 3004 et 3013 pendant les périodes de pointe de l'hiver. La perte de l'une ou l'autre de ces lignes donnerait lieu à des problèmes de faible tension généralisés et à l'interruption de la charge dans l'Est du Nouveau-Brunswick ou aux exportations vers l'Île-du-Prince-Édouard et la Nouvelle-Écosse. Une nouvelle ligne de 345 kV entre Coleson Cove et Salisbury devrait atténuer les conditions inacceptables postérieures à un imprévu et associées à la perte de la ligne 3004. La planification de la construction de cette nouvelle ligne est prévue pour 2009-2010. Les options de construction de cette ligne sont examinées pour cette période conjointement à d'autres projets menés dans le Sud-est du Nouveau-Brunswick.
- Le présent rapport décrit d'autres projets de transport permettant d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement pour les clients servis à partir des réseaux de 138 kV et de 69 kV.

En août 2008, Ea Energy Analyses a procédé à l'étude *Aménagements éoliens à grande échelle au Nouveau-Brunswick - Une étude des scénarios régionaux en perspective de 2025* au nom de l'ERNB et du ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Parmi les principales conclusions auxquelles cette étude est arrivée, on indique d'importants avantages pour le Nouveau-Brunswick et les administrations limitrophes découlant d'un déploiement d'une capacité éolienne de 5 500 à 7 500 MW dans la région des Maritimes vers 2025. En fait, 3 000 à 4 000 MW au Nouveau-Brunswick. Un exemplaire du rapport de Ea Energy est publié sur le site Web de l'ERNB :

[http://www.nbso.ca/public/\\_private/Summary%20report%20-%20Final%20August%202008.pdf](http://www.nbso.ca/public/_private/Summary%20report%20-%20Final%20August%202008.pdf)

En décembre 2008, l'ERNB a rédigé le rapport *The Electric Power System in New Brunswick – A Discussion Paper on Potential Generation and Transport Developments* au nom du ministère de

l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Ce document comporte des aperçus de haut niveau de la conception, de l'infrastructure et de la capacité de l'actuel réseau de transport du Nouveau-Brunswick et il expose les besoins futurs projetés découlant des aménagements prévus dans le secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick et ailleurs et qui pourraient avoir des incidences au Nouveau-Brunswick. On trouve un exemplaire de ce rapport à l'adresse suivante :

[http://www.nbso.ca/Public/\\_private/ERNB %20Discussion %20Paper %20Final %20Pre-release %20Dec %202012, %202020.pdf](http://www.nbso.ca/Public/_private/ERNB%20Discussion%20Paper%20Final%20Pre-release%20Dec%202012,%202020.pdf)

Un plan de réduction des gaz à effet de serre a été publié par le gouvernement fédéral en mars 2008. Parmi les principaux points de ce plan prévu pour le secteur de l'électricité, mentionnons :

- Viser une réduction initiale de l'intensité de 18 % en utilisant 2006 comme année de référence.
- Ajouter une réduction de l'intensité de 2 % par année pour les 10 prochaines années jusqu'à 2020.
- Le besoin supplémentaire du secteur de l'électricité est une réduction de 25 millions de tonnes de GES qui pourrait découler de divers nouveaux projets, y compris transport Est-Ouest, projet du cours inférieur du fleuve Churchill, rivière de la Paix, nouveau projet nucléaire, etc. Rien encore n'a été déterminé mais il existe des possibilités pour le Nouveau-Brunswick et le Canada atlantique.
- Aucun règlement n'a actuellement été rédigé. Aussi il reste encore à déterminer les détails touchant la mise en œuvre, les mécanismes d'échange, les crédits compensatoires.
- Une référence à long terme jusqu'en 2050 suggère que le secteur de l'électricité devra réduire ses émissions de GES de 90 % par rapport à ses niveaux de 2006.

Respecter les cibles du plan sera un défi de taille pour le Nouveau-Brunswick et se traduira par des pressions sur la production continue d'électricité à partir de combustibles fossiles dans cette province. L'année de base 2006 pose particulièrement pour le Nouveau-Brunswick puisque le facteur d'intensité GES de 2006 était bien en-deçà de la moyenne en raison du fait que la production hydroélectrique et nucléaire y était de loin supérieure à la moyenne. L'ERNB suivra la mise en vigueur du règlement sur les GES afin d'en analyser les incidences sur la suffisance du réseau.

Cette prévision sur 10 ans répond à l'obligation de l'ERNB en vertu de la règle du marché 9.2 de dresser et publier un plan de référence annuel pour le marché d'électricité du Nouveau-Brunswick. Ce plan comprend une étude des investissements qui pourraient être nécessaire touchant des installations de transport et les autres mesures qui pourraient s'imposer afin de maintenir la fiabilité du réseau exploité par l'ERNB, d'améliorer le rendement du marché et de réduire les coûts associés aux contraintes de transport sur le réseau exploité par l'ERNB. En vertu de la règle de marché 9.4, les tiers peuvent communiquer avec l'ERNB pour soumettre une proposition relative aux projets mentionnés dans le rapport ou pour proposer une autre solution, entres autres, aux projets de transport, de production, de distribution et d'efficacité énergétique.

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.0</b>	<b>SOMMAIRE À LA DIRECTION</b> .....	1
	<b>TABLE DES MATIÈRES</b> .....	7
2.1	Liste des tableaux.....	8
2.2	Liste des Figures .....	8
<b>3.0</b>	<b>INTRODUCTION</b> .....	9
<b>4.0</b>	<b>PRÉVISION DE LA CHARGE</b> .....	10
4.1	Besoins annuels.....	10
4.2	Besoins historiques et prévisions .....	15
4.3	Prévisions de la Direction concernant la demande .....	16
5.1	Ressources actuelles de production d'électricité .....	18
5.2	Changements de la capacité .....	19
5.3	Besoin de nouvelles ressources .....	20
5.4	Études d'impact du réseau .....	21
5.5	Impact des émissions de gaz à effet de serre.....	23
<b>6.0</b>	<b>SUFFISANCE DES RESSOURCES</b> .....	25
6.1	Critères des réserves de fonctionnement .....	25
6.2	Critère de la réserve de planification.....	25
6.3	Étude la charge et des ressources.....	26
6.4	Points forts et faiblesses .....	28
<b>7.0</b>	<b>RÉSEAU DE TRANSPORT</b> .....	29
7.1	Évolution du réseau .....	29
7.2	Interconnexions aux réseaux externes.....	29
<b>8.0</b>	<b>PLAN DE TRANSPORT</b> .....	31
8.1	Responsabilités en matière de planification du réseau de transport .....	31
8.2	Critère de planification du réseau de transport.....	31
8.3	Méthodologie de planification du réseau de transport.....	32
8.4	Calcul des charges régionales pour les études de planification du réseau de transport. .	35
8.5	Aménagements de transport de 2008 à 2017 .....	37
8.6	Prolongation de la vie des lignes de transport.....	41
<b>9.0</b>	<b>DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU RÉGIONAL</b> .....	43
9.1	Énergie éolienne à grande échelle au Nouveau-Brunswick.....	43
9.2	Projets possibles d'accroissement de la production et du transport.....	43
9.3	Protocole d'entente entre le Maine et le Nouveau-Brunswick en vue d'augmenter les avantages mutuels des interconnexions Maine/Nouveau-Brunswick. ....	44
9.4	Étude d'interconnexion du nord du Maine .....	45
9.5	Étude de l'ERNB concernant l'augmentation de la capacité de transfert.....	45
<b>10.0</b>	<b>RÉSUMÉ DES RÉSULTATS</b> .....	46
<b>11.0</b>	<b>RÉFÉRENCES</b> .....	54
	<b>ANNEXE A CRITÈRES DE CONCEPTION DU RÉSEAU</b> .....	55

## 2.1 Liste des tableaux

Tableau 1 : Prévision de la charge sur 10 ans Nouveau-Brunswick .....	11
Tableau 2 : Grandes hypothèses touchant les prévisions de la charge.....	12
Tableau 3 : Sensibilité des hypothèses touchant les prévisions de la charge .....	14
Tableau 4 : Ressources de production d'électricité du Nouveau-Brunswick .....	18
Tableau 5 : Sommaire des chargements quant à la production d'électricité au Nouveau- Brunswick .....	20
Tableau 6 : (PAS TRADUIT) ERNB List of Queued System Impact Studies (April 1, 2009) .....	22
Tableau 7 : Étude de la charge et des ressources au Nouveau-Brunswick de 2009-2010 à 2018-2019.....	26
Tableau 8 : (pas traduit) Interconnection Transfer Capability .....	30
Tableau 9 : Charges de pointe non coïncidentes par région.....	35
Tableau 10 : Catégories de coût des projets de transport .....	37

## 2.2 Liste des Figures

Figure 1 : Consommation annuelle de l'énergie nette du réseau annuel	13
Figure 2 : Charges de pointe mensuelles en tant que pourcentage d'une charge de pointe annuelle	14
Figure 3 : Consommation annuelle d'énergie du Nouveau-Brunswick	15
Figure 4 : Charge horaire de pointe pour le Nouveau-Brunswick	16
Figure 5 : Prévisions de la vie de service restante des génératrices du Nouveau-Brunswick	21
Figure 6 : Processus de planification du réseau de transport	33

### 3.0 INTRODUCTION

Le 1<sup>er</sup> octobre 2004, la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick a été promulguée et on a alors restructuré le secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Les entreprises municipales et les clients industriels grande puissance desservis à partir du réseau de transport pouvaient choisir un fournisseur concurrentiel. Un marché de l'électricité régi par des règles du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick publiées par le ministère de l'Énergie s'est ouvert; et une nouvelle société appelée l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (ERNB) a été fondée.

L'ERNB est une société sans but lucratif, indépendante, créée en vertu d'une loi à partir du groupe d'entreprises d'Énergie NB. Elle est dirigée par un président et PDG et administrée par un conseil d'administration indépendant. Les principales responsabilités d'ERNB sont d'assurer la fiabilité du réseau intégré d'électricité et de faciliter le développement et l'exploitation d'un marché de l'électricité concurrentiel. Pour ce faire, il doit exploiter le réseau et administrer le Tarif d'accès au réseau de transport (TART) et les règles du marché. Ils comportent également l'élaboration de contrats et d'ententes, la surveillance des marchés, la réalisation d'études sur le réseau, la comptabilité, le règlement de toute question ou problème, l'examen des questions liées aux interconnexions et la mise sur pied de l'Organisation régionale de transport (ORT).

Le TART original a été approuvé par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) du Nouveau-Brunswick dans sa décision du 13 mars 2003 et mis à jour par sa décision du 26 avril 2005. Il expose les modalités, les conditions et les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport exploité par l'ERNB. Toute modification ou ajout futur au TART seront apportés par ERNB et soumis pour approbation réglementaire à la Commission de l'énergie et des services publics nouvellement créée.

Les règles du marché régissent les droits et obligations des entités qui participent au marché de l'électricité (les participants au marché). Les premières règles du marché ont été publiées par le Ministre de l'Énergie et sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 2004. Elles se fondent sur les principes recommandés par le Comité de conception du marché en avril 2002 puis acceptés par le gouvernement. Plusieurs modifications ont été apportées aux règles au cours des deux dernières années en vue d'améliorer la souplesse quant à l'établissement des prix et la transparence du marché et aussi permettre que des appels d'offres soient lancés afin de répondre à la demande.. Toute modification ou tout ajout futur aux règles du marché, analogues aux changements antérieurs, seront apportés par l'ERNB en consultation avec les parties intéressées par l'intermédiaire du Comité consultatif du marché (CCM). Le CCM est formé de représentants d'un large éventail de parties intéressées (importants clients industriels, services publics municipaux, producteurs, exploitants et utilisateurs du réseau de transport, groupes environnementaux, petits consommateurs, etc.). Le CCM a pour mandat d'examiner et de proposer des changements éventuels à la TART ainsi qu'aux règles du marché et de formuler des recommandations pertinentes au conseil d'administration de l'ERNB concernant leur mise en oeuvre.

Outre que l'ERNB ait l'autorité exploitante pour l'exploitation fiable du réseau d'électricité du Nouveau-Brunswick, il est chargé de sa planification et de son développement à long terme. Conformément aux règles du marché, l'ERNB est tenu de publier chaque année des prévisions sur 10 ans concernant la suffisance actuelle et future du réseau d'électricité intégré exploité par ERNB. Ce rapport est le cinquième de cette nature et comporte :

- Un plan de base indiquant les prévisions de la charge de même que les ressources d'approvisionnement engagées seulement.
- Les plans de transport recommandés pour les nouveaux projets et les mises à niveau.
- Un résumé des projets que l'ERNB entreprend mène et les études de coordination et analyses de scénarios futurs, tant de manière indépendante qu'en partenariat avec d'autres exploitants du réseau et des services publics. En raison de l'incertitude associée à ces projets, ils n'ont pas été inclus dans le plan de base.

Cette évaluation décennale ne porte pas sur les coûts de l'électricité, la structure tarifaire, les facteurs économiques ni les risques commerciaux auquel le secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick est exposé; elle se concentre plutôt sur la suffisance et la fiabilité des approvisionnements. Grâce à ces renseignements, les participants au marché disposeront d'une base commune pour évaluer les possibilités commerciales pour eux-mêmes et leurs clients.

## 4.0 PRÉVISION DE LA CHARGE

Les prévisions de la charge représentent des prévisions actuelles sur 10 ans des besoins en électricité des clients de la province de 2009-2010 à 2018-2019. Elles sont préparées à la lumière d'une analyse de cause et effet des charges antérieures, conjuguée à des données recueillies à la faveur de sondages menés auprès des clients et d'une évaluation de facteurs économiques, démographiques, technologiques et autres qui ont des incidences sur l'utilisation de l'énergie électrique. Ces prévisions tiennent compte des effets de la disponibilité du gaz naturel au Nouveau-Brunswick, des mesures d'efficacité énergétique et de conservation ainsi que des modifications à la production indépendante des clients industriels.

Les conditions météorologiques ont des incidences sur les besoins énergétiques et sur la demande aux heures de pointe, les plus importantes étant les basses températures. Les prévisions concernant la consommation d'énergie se fondent sur la moyenne des températures étalée sur 30 ans (1971-2000). La pointe horaire annuelle est calculée pour une température type de  $-24^{\circ}\text{C}$  sur une période continue de huit heures.

### 4.1 Besoins annuels

Les prévisions des charges sur 10 ans indiquées dans le présent rapport se fondent sur le document d'Énergie NB *Prévision des charges 2009-2019*. Dans le tableau 1, on indique les prévisions de la charge sur dix ans de l'énergie annuelle et de la charge de pointe au Nouveau-Brunswick. Le taux de croissance prévu de l'énergie nette du réseau est de 0,6 % par année et selon les prévisions, la demande horaire aux heures de pointe croîtra au taux de 0,6 % par année.

Les mois où la consommation d'énergie est la plus élevée au Nouveau-Brunswick sont de décembre à février; cette situation étant principalement attribuable à la charge afférente au chauffage électrique des habitations et immeubles. Les mois pendant lesquels la consommation énergétique est la plus faible sont de juin à août; ce phénomène étant principalement dû aux températures plus clémentes.

Bien que janvier soit le mois de la plus forte consommation énergétique, la plus haute demande horaire de pointe du Nouveau-Brunswick est vraisemblablement la première

semaine de février. Il en est ainsi parce que historiquement la charge de pointe de janvier a été plus faible en raison de la réduction de la consommation des clients interruptibles pendant les journées les plus froides et ces réductions ont eu lieu plus souvent en janvier qu'en février.

Dans le tableau 2, on trouve un sommaire des principales hypothèses dont il est tenu compte pour établir les prévisions de la charge.

La figure 1 montre la consommation annuelle prévue d'énergie nette du réseau selon un intervalle mensuel.

La figure 2 montre comment les charges de pointe mensuelles devraient, selon les prévisions, varier en tant que pourcentage de la charge de pointe annuelle prévue.

Le tableau 3 présente un sommaire des vulnérabilités prévisionnelles des charges pour l'année 2018-2019

**Tableau 1 : Prévision de la charge sur 10 ans - Nouveau-Brunswick**

Année	Énergie nette du Réseau (GWh)	Demande de pointe horaire (MW)
2009-2010	14 284	3 000
2010-2011	13 903	2 930
2011-2012	13 779	2 940
2012-2013	14 066	2 970
2013-2014	14 205	2 990
2014-2015	14 368	3 020
2015-2016	14 555	3 060
2016-2017	14 732	3 100
2017-2018	14 913	3 140
2018-2019	15 096	3 180
Augmentation globale (à partir de 2009-2010)	812	180
Taux de croissance annuelle moyen	0,6 %	0,6 %

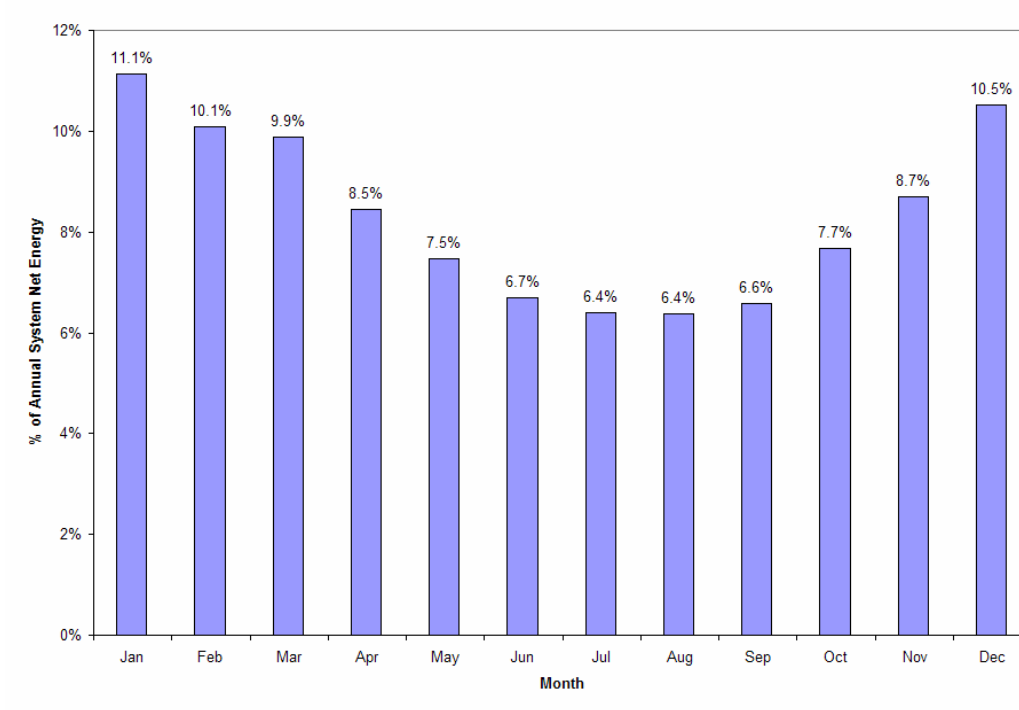
**Tableau 2 : Grandes hypothèses sur lesquelles se fondent les prévisions de la charge**

Paramètre	Description
Croissance du PNB	<p>Projections du ministère des Finances du N -B</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2009 - 0,0 %</li> <li>• 2010 - 1,8 %</li> <li>• 2011 à 2014 - 2,3 %</li> <li>• 2015 à 2018 - 2,2 %</li> </ul>
Températures	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Températures à la période de pointe de --24 degrés Celsius</li> <li>• Les prévisions annuelles d'énergie se fondent sur des températures moyennes établies sur 30 ans</li> </ul>
Clients résidentiels	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 270 nouveaux clients par année</li> <li>• Croissance démographique de 4 200 personnes sur la période visée par les prévisions</li> <li>• La taille des ménages diminue d'en moyenne 0,9 % sur la période de prévision.</li> <li>• Hypothèses relatives à l'augmentation des tarifs : <ul style="list-style-type: none"> <li>- 3 % par année pour 2009-2013</li> <li>- 2 % par année pour 2014-2118</li> </ul> </li> </ul>
Hypothèses relatives aux grandes industries	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fonctionnement continu des grands clients pendant la période de prévision.</li> <li>• Bowater Maritimes, UPM Kymmene, Olin Chemicals et Blue Note Caribou Mines ont présumé qu'ils demeureraient fermés pendant la période de prévision.</li> <li>• Parmi les fermetures industrielles, mentionnons : <ul style="list-style-type: none"> <li>- NB Coal Midlands en janvier 2010.</li> <li>- Brunswick Mines en juillet 2010.</li> <li>- Brunswick Smelting en janvier 2011.</li> </ul> </li> <li>• Les nouvelles charges industrielles comprennent : <ul style="list-style-type: none"> <li>- Potasse de la deuxième mine de Saskatchewan (pleine production d'ici à 2015).</li> </ul> </li> </ul>
Disponibilité de gaz naturel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prévisions concernant le territoire où l'on trouve du gaz, telles qu'elles sont disponibles pour 30 % de la population du N.-B..</li> </ul>
Hypothèses touchant l'efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction de 75 MW de la demande d'ici à 2018-2019</li> <li>• Réduction de 366 GWh d'énergie d'ici à 2018 à 2019</li> </ul>

**Figure 1: Consommation mensuelle de l'énergie nette annuelle du réseau**  
**TRADUCTION DE L'IMAGE SUIVANTE**  
(à la verticale)  
**% de l'énergie nette annuelle du réseau**

Jan. Févr. Mars Avril Mai Juin Juill. Août Sept. Oct. Nov. Déc.

Mois



**Figure 2 : Charges de pointe par mois en tant que pourcentage de la charge de pointe annuelle**

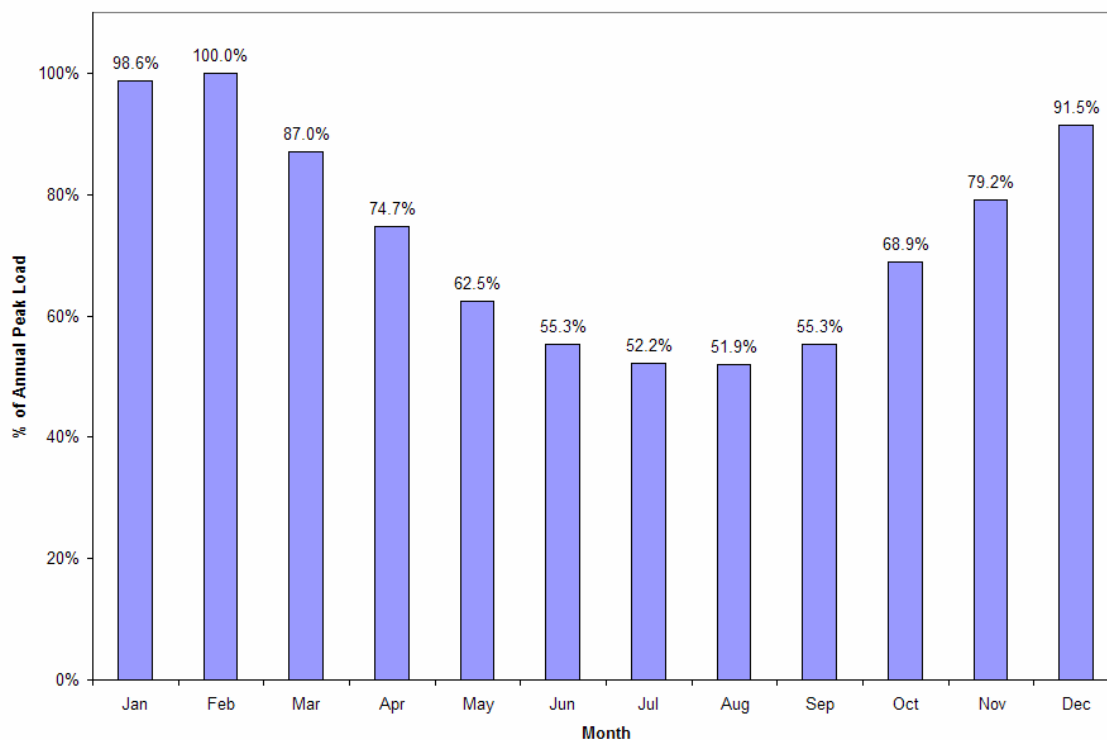
TRADUCTION DE L'IMAGE SUIVANTE

(à la verticale)

% de la charge de pointe annuelle

Jan. Févr. Mars Avril Mai Juin Juill. août Sept. Oct. Nov. Déc.

Mois



**Tableau 3 : Vulnérabilité des hypothèses touchant les prévisions de la charge**

Vulnérabilité	Impact pour l'année 2018-2019	
	Energie GWh	Demande MW
Température plus basse d'un degré Celsius à la période de pointe	sans objet	+40
± 150 degrés jours par année	± 150	sans objet
± 100 clients résidentiels par année	± 16	± 4
0,1 % de changement du taux de croissance du PNB	± 38	± 10
Perte/gain de 50 clients industriels MW	± 375	± 50
Economies de ± 25 % grâce au Programme d'efficacité énergétique du N.-B.	± 90	± 20
0,5 % du changement dans le taux de croissance de la charge résidentielle	± 88	± 20

## 4.2 Besoins historiques et prévisions

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB assure actuellement 99,8 % de la charge des clients du Nouveau-Brunswick. Le 0,2 % restant sont des clients de Perth Andover qui sont servis par WPS Energy Services Inc. dans le Maine. Chaque année, Distribution et Service à la clientèle prépare des prévisions des charges qui représentent la projection à long terme des besoins des clients de la province pour ce qui est de la demande et de l'énergie. Ces prévisions rendent compte du fait que l'économie du Nouveau-Brunswick est très énergivore, phénomène attribuable en grande partie aux industries forestières et minières. En 2006-2007, les grandes charges industrielles représentaient 39 % des ventes d'énergie d'Énergie NB dans la province.

La figure 3 indique la consommation annuelle d'énergie réelle de 1973 à 2009 et la consommation annuelle prévue de 2009 à 2018.

La figure 4 indique la demande de pointe horaire réelle de 1973 à 2009 et la demande de pointe horaire prévue de 2010 à 2019.

**Figure 3: Consommation annuelle d'énergie du Nouveau-Brunswick**

### TRADUCTION DE L'IMAGE CI-DESSOUS

(à la verticale)

Consommation annuelle d'énergie (GWh)

(Encadré à droite)

Réel

Prévisions

Exercice se terminant

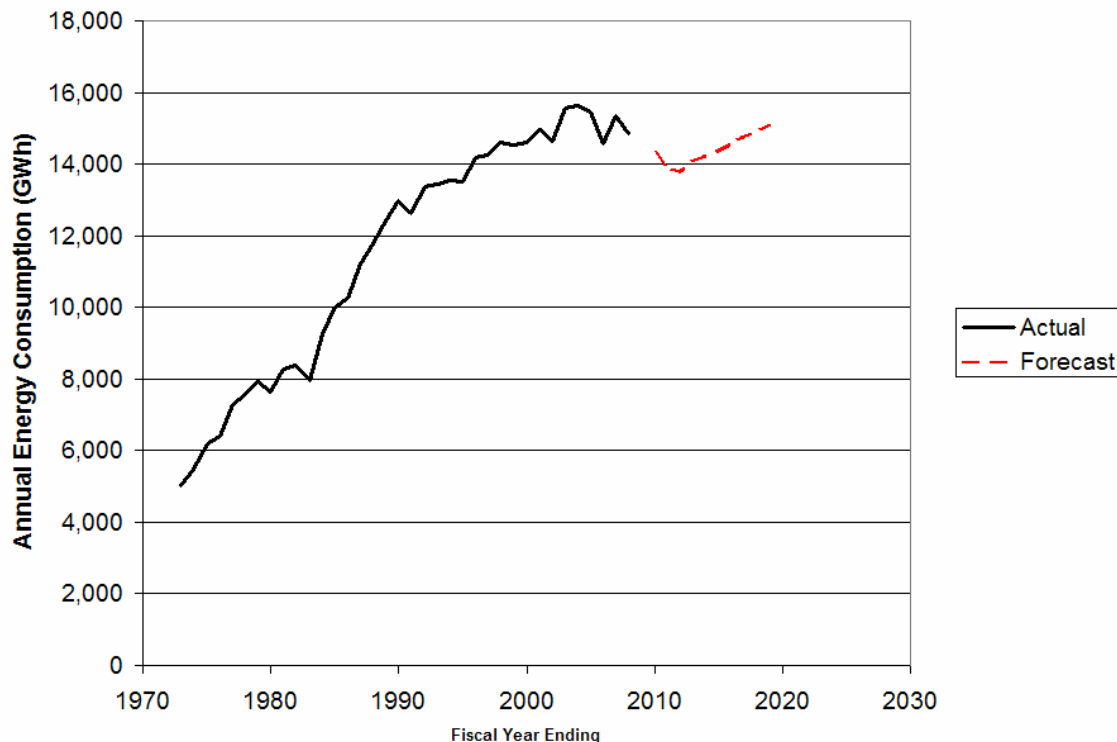


Figure 4 : Charge horaire de pointe pour le Nouveau-Brunswick

TRADUCTION DE L'IMAGE CI-DESSOUS

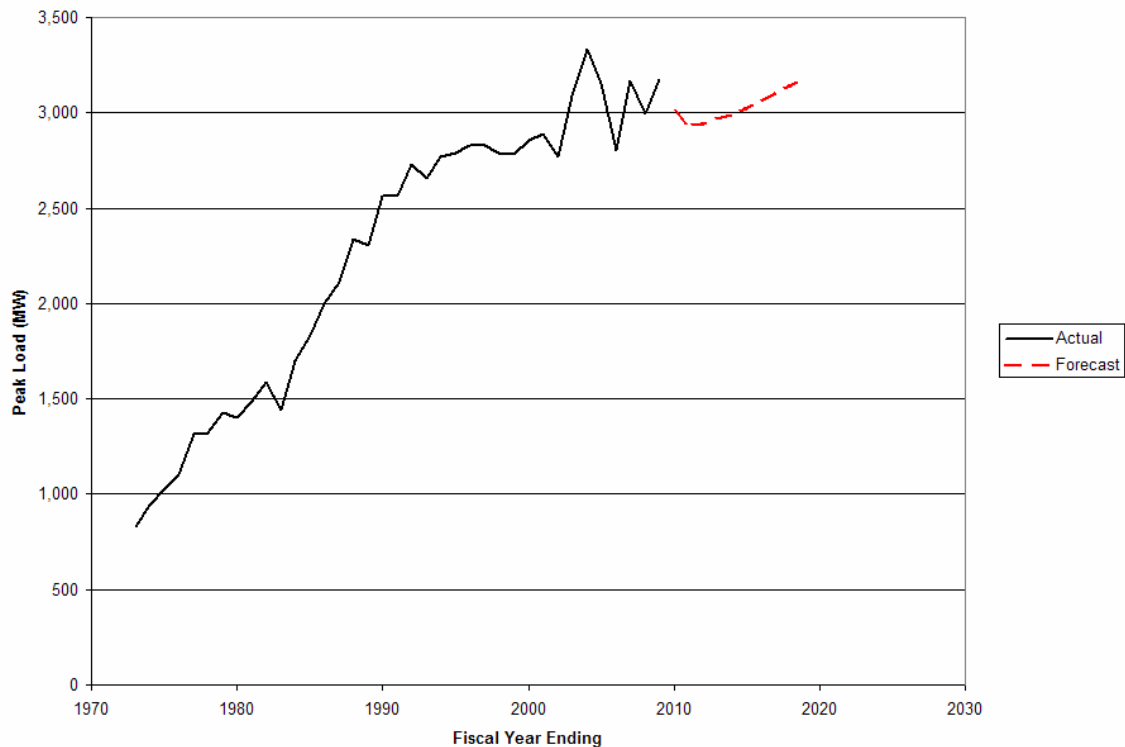
(à la verticale)

Charge : (GWh)

(Encadré à droite) Réel

Prévisions

Exercice se terminant (MW)



#### 4.3 Prévisions de la Direction concernant la demande

Efficacité NB est l'agence d'efficacité et de conservation énergétiques du Nouveau-Brunswick. Sa mission est de prodiguer des conseils éclairés et de proposer des solutions pratiques afin d'aider les gens du Nouveau-Brunswick à utiliser l'énergie de manière plus efficiente, à faire de meilleurs choix énergétiques, à gérer leurs dépenses d'énergie et à réduire l'incidence de l'utilisation d'énergie sur l'environnement.

Les chiffres relatifs à la gestion de la demande d'électricité par Efficacité NB sont intégrés aux prévisions de la charge de base et ont pour résultat une réduction de 75 MW de la demande d'ici 2018-2019 et une réduction d'énergie de 366 GWh d'ici 2018-2019. Ces estimations se rapportent aux programmes suivants :

- Programme d'amélioration énergétique des habitations existantes
- Programme de maisons neuves éconergétiques du Nouveau-Brunswick
- Programme d'amélioration énergétique des immeubles résidentiels à logements multiples
- Programme d'améliorations énergétiques pour les ménages à faible revenu

On trouve de plus amples renseignements sur Efficacité NB sur son site Web <http://www.efficiencynb.ca>.

## 5.0 RESSOURCES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

### 5.1 Ressources actuelles de production d'électricité

Le parc de centrales du Nouveau-Brunswick est l'un des plus diversifiés en Amérique du Nord. Les types de combustibles utilisés sont les suivants : mazout, hydro-électricité, nucléaire, charbon, gaz naturel, biomasse, stations alimentées au diesel et énergie éolienne. Le tableau 4 dresse la liste des centrales néo-brunswickoises, leurs combustibles et leurs capacités en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

**Tableau 4: Ressources de production d'électricité du Nouveau-Brunswick**

Usine	Unité	Type	Capacité nette MW	Notes
Pointe-Lepreau	1	Nucléaire diesel	658	Remise à neuf de 18 mois avril 2008-oct. 2009
	SG1&2		5	
Belledune	2	Charbon	457	
Coleson Cove	1	Mazout	323	
	2	Mazout	323	
	3	Mazout	323	
Dalhousie	1	Mazout	96	
	2	Mazout	203	
Bayside	6	Gaz naturel	263	Sa capacité comprend des opérations à cycle combiné
Grand Lac	8	Charbon	52	
Grand Manan	3	Diesel	29	
Millbank	1	Diesel	99	Lié à un contrat de vente en vigueur jusqu'en nov. 2011 Lié à un contrat de vente en vigueur jusqu'en nov. 2011
	2	Diesel	99	
	3	Diesel	99	
	4	Diesel	99	
Ste-Rose	1	Diesel	99	
Grandview	1,2	Gaz naturel	90	
Frasers	1	Biomasse	39	
St. George	1,2	Hydroélectricité	15	
Musquash	1,2	Hydro	5	
Mactaquac	1	Hydroélectricité	110	
	2	Hydroélectricité	110	
	3	Hydroélectricité	110	
	4	Hydroélectricité	115	
	5	Hydroélectricité	112	
	6	Hydroélectricité	112	

Beechwood	1	Hydroélectricité	36	
	2	Hydroélectricité	36	
	3	Hydroélectricité	40	
Grand Falls	1	Hydroélectricité	16	
	2	Hydroélectricité	17	
	3	Hydroélectricité	16	
	4	Hydroélectricité	17	
Tobique	1	Hydroélectricité	10	
	2	Hydroélectricité	10	
Nepisiguit Falls	1,2,3	Hydroélectricité	11	
Sisson	1	Hydroélectricité	9	
Milltown	1	Hydroélectricité	4	
Kent Hills		Éolienne	29	96 MW @ 30 % de crédit de capacité
<b>CAPACITÉ TOTALE</b>			<b>3 638</b>	Capacité totale en janvier 2009, à l'exclusion de Pointe-Lepreau (remise à neuf)

La plupart de l'énergie en provenance des centrales hydroélectrique est produite pendant les crues du printemps, causées par la fonte des neiges dans le bassin hydrologique du fleuve Saint-Jean. Le Nouveau-Brunswick ne dispose pas d'une grande capacité de stockage dans ses rivières, par conséquent les centrales hydroélectriques ne sont pas toujours entièrement disponibles pour fonctionner à leur niveau maximal de façon continue. Le parc hydroélectrique joue un rôle crucial pour répondre aux besoins de demande de pointe à court terme et pour fournir de l'énergie de remplacement sur-le-champ si une autre unité de production d'électricité est soudainement mise à l'arrêt.

## 5.2 Changements de la capacité

Les ajouts de production engagés pendant la période de 10 ans visée comprennent 658 MW de capacité nucléaire marginale d'ici octobre 2009 en raison de la remise à neuf de la centrale Pointe-Lepreau et 213 MW de nouvelle capacité éolienne devant entrer en service d'ici novembre 2009. Cette capacité supplémentaire résulte de l'achèvement en novembre 2011 d'un contrat d'exportation d'une capacité de 198 MW avec Hydro-Québec. La seule tranche de production qu'on prévoit mettre hors service pendant les 10 ans visés est 52 MW à Grand Lac en 2010-2011.

Parmi les annonces faites récemment concernant les ajouts de production d'électricité engagés, mentionnons :

- Le 29 juillet 2005, la province a annoncé qu'elle procéderait à la remise à neuf prévue de la station nucléaire Pointe-Lepreau, Énergie atomique Canada limitée (EACL) étant le principal entrepreneur. Cette remise à neuf s'étalant sur 18 mois a commencé le 29 mars 2008 et il en est résulté une réduction de la capacité de 558 MW pour le réseau pendant la période de remise à neuf. L'achèvement de cette remise à neuf en octobre 2009 fera en sorte que la capacité de 658 MW sera retournée au réseau, ce qui représente une augmentation nette de 100 MW. Les récentes mises à jour indiquent que ce projet accuse un retard de trois à quatre mois par rapport au calendrier prévu et son achèvement pourra être ainsi reporté jusqu'au premier trimestre 2010.
- Énergie NB a annoncé les projets éoliens suivants pour le Nouveau-Brunswick :

<u>Emplacement du projet</u>	<u>Taille (MW)</u>	<u>Propriétaire</u>	<u>Date d'entrée en service</u>
Lamèque	49,5	Acciona	Novembre 2009
Aulac	64,5	Acciona	Novembre 2009
Caribou	99	SUEZ Energy	Novembre 2009

Le tableau 5 résume modifications de la capacité de production de janvier 2009 à décembre 2011.

**Tableau 5 : Sommaire des changements quant à la production d'électricité au Nouveau-Brunswick**

Année	Janvier Capacité MW	Décembre Capacité MW	Changement de la capacité de production MW	Explication
2009	3 638	4 359	+721	La remise à neuf de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau prend fin en octobre 2009 (+658 MW), capacité éolienne ajoutée (213 MW * 30 % = +64 MW)
2010	4 359	4 307	-52	Retrait de Grand Lac (-52 MW)
2011	4 307	4 307	0	Aucun changement prévu.

### 5.3 Besoin de nouvelles ressources

Avec le temps, le parc de production du Nouveau-Brunswick vieillira et il faudra retirer d'autres tranches. Il sera donc nécessaire d'obtenir de nouvelles ressources d'énergie ou de remettre à neuf les centrales existantes. La figure 5 indique la durée de service restante prévue des actuelles centrales de production d'électricité du Nouveau-Brunswick et ce jusqu'en 2025.

Figure 5 : Prévisions de la vie de service restante des génératrices du Nouveau-Brunswick

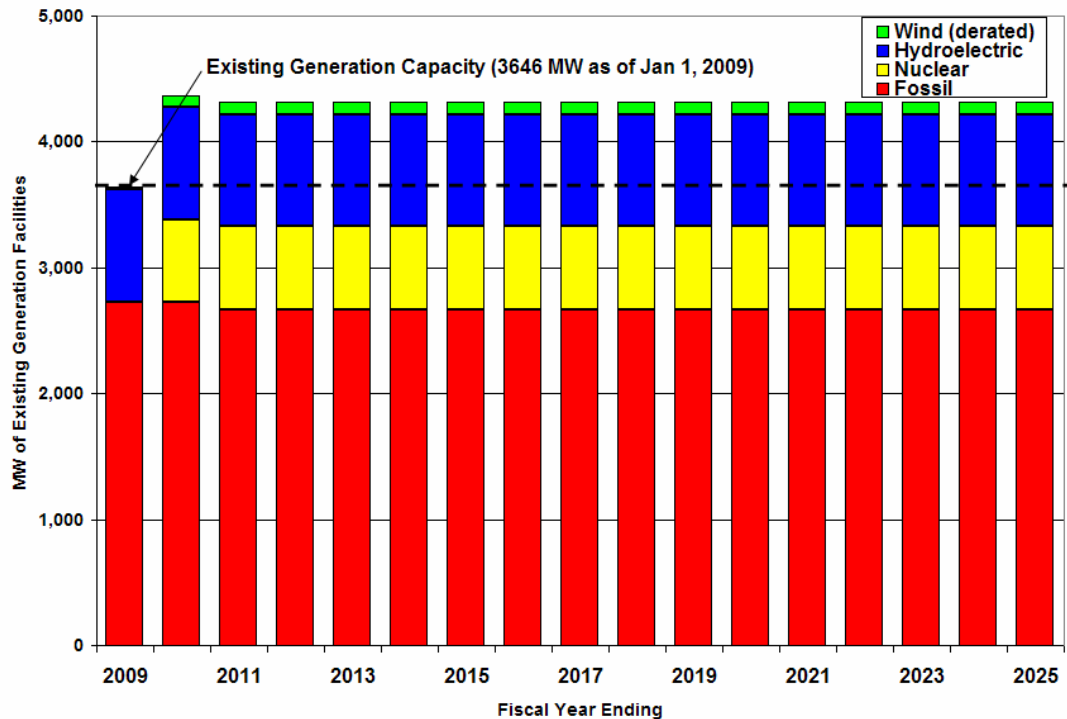
(TRADUCTION DE L'IMAGE CI-DESSOUS)

(à la verticale) MW des centrales de production actuelles

Capacité de production actuelle (3 646 MW le 1<sup>er</sup> janv. 2009)

Éolienne  
Hydroélectrique  
Nucléaire  
Fossile

Exercice se terminant le



#### 5.4 Études d'impact du réseau

Les règles du marché exigent que ERNB procède à des évaluations de connexion pour les projets proposés qui souhaitent se connecter au réseau exploité par l'ER à 69 kV ou à une tension supérieure. L'ERNB est tenue de procéder à toutes les études d'impact du réseau qui sont requises pour de tels projets. On trouve une liste des études achevées et devant être effectuées sur le site Web d'ERNB à l'adresse suivante : <http://www.nbso.ca/Public/en/op/transport/connecting/SIS.aspx>

Les demandes de raccordement pour les études de l'incidence sur le réseau sont placées dans deux files d'attente distinctes : (i) les études en attente de l'incidence de la production sur le réseau (ii) les études en attente de l'incidence de la charge et du service point à point sur le réseau. Les études en attente de l'incidence de la production sur le réseau comprendront tous les projets qui ont trait au raccordement d'une nouvelle production non intégrée au réseau de transport exploité par l'ERNB. Les études en attente de l'incidence de la charge et du service point à point sur le réseau incluront tous les autres projets, y compris les projets de

connexion de la charge, les projets de production intégrée et les évaluations du nouveau service de transport point à point.

Le tableau 6 dresse la liste des projets d'études en attente de l'incidence sur le réseau en date du 1<sup>er</sup> avril 2009.

**Tableau 6 : Liste des études du réseau en attente (au 1<sup>er</sup> avril 2009)**

Numéro	Nom du projet	Emplacement du projet	Taille du projet (MW)	Type de projet	Nom de l'entreprise	EIR lancée
1	Parc éolien de Upham Mountain	Upham Mountain, N.-B.	60	Production	J.D. Irving, Limited	Le 7 juill.2006
2	Parc éolien de Blue Mountain	Blue Mountain, N.-B.	101	Production	Invenergy Services Canada ULC	Le 8 déc. 2006
3	Parc éolien McAdam	McAdam, N.-B.	52	Production	FPLE Canadian Wind, ULC	Le 3 août 2007
4	Par éolien de St.-George-Sud	St.-George, N.-B.	204	Production	FPLE Canadian Wind, ULC	Le 3 août 2007
5	Par éolien de Murray Corner	Murray Corner, N.-B.	99	Production	SkyPower Corp.	Le 24 août 2007
6	Parc éolien d'Anse-Bleue	Anse-Bleue, N.-B.	99	Production	SkyPower Corp.	Le 24 août 2007
7	Parc éolien d'Escuminac	Escuminac, N.-B.	104	Production	SkyPower Corp.	Le 29 août 2007
8	Par éolien de Mann Siding	St.-Quentin, N.-B.	150	Production	Shear Wind Inc.	Le 30 août 2007
9	Par éolien de Caribou Mines Phase II	Caribou, N.-B.	101	Production	Ventus Energy Inc.	Le 31 août 2007
10	Par éolien de Grand Manan	Grand Manan, N.-B.	21	Production	Dark Harbour Wind Inc.	Le 28 janv. 2008
11	Parc éolien de Shear Wind (Benjamin)	Benjamin, N.-B.	150	Production	Shear Wind Inc.	Le 23 mai 2008
12	Raffinerie de pétrole Eider Rock	Saint John, N.-B.	200	Load	Irving Oil Limited	Le 31 oct. 2008

13	MW Service de Transport Point à Point	Frontières de l'Î.-P.-É./N.-B. à N.-B./New England	400	Point à Point	Maritime Electric Limited	Le 14 nov. 2008
----	---------------------------------------	--	-----	---------------	---------------------------	-----------------

## 5.5 Impact des émissions de gaz à effet de serre

Le 9 mai 1992, le Canada était l'un des 150 gouvernements du monde à adopter la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC). Se fondant sur la Convention-cadre sur les changements climatiques, les gouvernements ont adopté le Protocole de Kyoto assorti de dispositions juridiquement contraignantes sur les émissions de gaz à effet de serre en 1997. Le Canada a ratifié le Protocole de Kyoto sur les changements climatiques s'engageant ainsi à réduire les gaz à effet de serre de 6 % par rapport au niveau de 1990 pendant la période allant de 2008 à 2012. La Russie a ratifié le Protocole de Kyoto en décembre 2004 et il est entré en vigueur le 16 février 2005.

Bien que les émissions du Nouveau-Brunswick représentent 3 % des GES du Canada (2006), toutes les administrations seront appelées à s'attaquer aux changements climatiques. Environ 93 % soit 18 millions de tonnes d'émissions de dioxyde de carbone du Nouveau-Brunswick proviennent de la combustion des combustibles fossiles, la production d'électricité représentant 38 %, soit 6,4 millions de tonnes.

En plus du Protocole de Kyoto, les gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et les premiers ministres de l'Est du Canada ont convenu en 2001 d'adopter un plan d'action sur les changements climatiques visant à réduire les GES régionaux de manière efficiente et économique tout en maintenant des approvisionnements énergétiques fiables. Dans ce plan, on a établi les cibles de réduction régionales de la façon suivante :

- Ramener d'ici 2010 les émissions régionales de GES aux niveaux d'émission de 1990;
- D'ici 2020, réduire les émissions régionales de GES d'au moins 10 % de moins que les émissions de 1990 et établir un processus quinquennal en 2005 visant à rajuster ou établir les objectifs ciblés pour l'avenir concernant les réductions des émissions;
- D'ici 2025, réduire le taux régional d'émissions de 20 % de MWh par rapport au taux en vigueur en l'an 2000.

Un plan de réduction des GES pour le Canada a été publié par le gouvernement fédéral en mars 2008. Les points essentiels de ce plan comprennent pour le secteur de l'électricité les éléments suivants :

- Viser un objectif de réduction d'intensité de 18 % en utilisant 2006 comme année de base.
- Ajouter une réduction de l'intensité de 2 % par année pour les 10 prochaines années, et ce jusqu'à 2020.
- Pour le secteur de l'électricité, réduire encore les émissions de GES de 25 millions de tonnes de GES au moyen de divers nouveaux projets, par exemple, le transport Est-Ouest, le projet d'aménagement hydro-électrique du cours inférieur du fleuve Churchill, la rivière de la Paix, de nouvelles centrales nucléaires, etc. Rien n'a encore été décidé mais des possibilités pour le Nouveau-Brunswick et le Canada atlantique existent.

- Aucun règlement n'a jusqu'ici été rédigé de sorte que les détails touchant la mise en œuvre précise, les mécanismes d'échange, les crédits compensatoires sont toujours nécessaires.
- Il y a également une référence à long terme jusqu'à 2050 qui suggère que le secteur de l'électricité devra ramener les niveaux d'émissions de GES à 90 % de ce qu'ils étaient en 2006.

Respecter les cibles du plan sera un défi de taille pour le Nouveau-Brunswick et se traduira par des pressions sur la production continue d'électricité à partir de combustibles fossiles dans cette province. L'année de base 2006 pose particulièrement pour le Nouveau-Brunswick puisque le facteur d'intensité GES de 2006 était bien en-deçà de la moyenne en raison du fait que la production hydroélectrique et nucléaire y était de loin supérieure à la moyenne. L'ERNB suivra la mise en vigueur du règlement sur les GES afin d'en analyser les incidences sur la suffisance du réseau.

En janvier 2009, l'ERNB a commencé à publier la moyenne des intensités mensuelles en GES. Ces renseignements se trouvent dans le Rapport du marché mensuel de l'ERNB que l'on trouve à l'adresse suivante :

[http://www.nbso.ca/Public/en/op/market/data/reports/report\\_List.aspx?path=\market%20reports%20\(en\)](http://www.nbso.ca/Public/en/op/market/data/reports/report_List.aspx?path=\market%20reports%20(en))

En septembre 2008, la province a publié le rapport « Plan d'action sur les changements climatiques – Rapport périodique de 2007-2008 ». Ce rapport est un suivi au Plan d'action sur les changements climatiques publié en juin 2007 (PACC) du Nouveau-Brunswick qui visait une réduction des émissions de GES au Nouveau-Brunswick de 5,5 mégatonnes (Mt) par année en 2012. Parmi les initiatives faisant intervenir le secteur de l'électricité citées dans le présent rapport, mentionnons :

- Énergie NB s'est engagée à passer des contrats pour 400 mégawatts d'électricité éolienne d'ici 2010.
- Le ministère de l'Énergie a entrepris une étude en vue d'élaborer un programme d'énergie éolienne communautaire pour le Nouveau-Brunswick.
- Une analyse du potentiel de production d'électricité marémotrice a été effectuée et une évaluation environnementale stratégique a été menée afin d'évaluer les possibilités de façon plus approfondie.
- Le ministère des Ressources naturelles a présenté une nouvelle politique sur l'allocation des terres de la Couronne aux fins de la réalisation de recherches visant à soutenir la production d'énergie marémotrice dans les cours d'eau. À la suite d'un appel d'offres, des baux des terres de la Couronne ont été offerts à Irving Oil, en partenariat avec le Centre des sciences de la mer Huntsman, afin d'explorer la production d'énergie marémotrice dans la baie de Fundy.
- Le ministère de l'Énergie a continué de diriger un comité interministériel chargé d'évaluer les possibilités de produire de la bioénergie à partir des sources agricoles, forestières et de déchets.

On trouve un exemplaire de ce rapport sur le site Web de la province à l'adresse suivante :

<http://www.gnb.ca/0009/0369/0018/0004.f.pdf>

## 6.0 SUFFISANCE DES RESSOURCES

### 6.1 Critères des réserves de fonctionnement

L'ERNB est chargée de déterminer les besoins en capacité du réseau d'électricité intégré, et de veiller à ce que les participants au marché assurent une capacité suffisante pour répondre à ces besoins. La capacité requise par le réseau est la somme des prévisions de l'ERNB pour la charge, la réserve requise et les ventes fermes de capacité. La capacité disponible pour le réseau est la somme de la capacité installée, des achats fermes de capacité et de la charge interruptible, moins toute capacité réduite ou non disponible en raison d'une interruption de service prévue pour cause de maintenance.

L'ERNB procède périodiquement à des évaluations de la suffisance des ressources opérationnelles pour chaque période de capacité ainsi que pour les 18 mois suivants (effectuées deux fois par année). Le principal critère opérationnel consiste à disposer d'une puissance de réserve suffisante pour répondre à la totalité des éventualités les plus importantes, plus 50 % de la deuxième plus importante éventualité.

L'évaluation de la période de capacité a eu lieu six mois avant le début de chacune des deux périodes de capacité. La période de capacité d'hiver commence le 1<sup>er</sup> novembre et se termine le 31 mars. La période de capacité d'été commence le 1<sup>er</sup> avril et se termine le 31 octobre. L'ERNB prévoit les besoins en capacité pour l'ensemble du réseau pour la période de capacité respective et répartit ces besoins entre tous les participants au marché servant la charge en se fondant sur les demandes ne coïncidant pas avec la période de pointe. Il incombe ainsi aux participants au marché répondant à la charge de démontrer à la satisfaction de l'ERNB qu'ils ont assuré une capacité égale ou supérieure aux obligations individuelles de capacité au moins quatre mois avant le début de la période de capacité.

### 6.2 Critère de la réserve de planification

L'ERNB évalue la suffisance à long terme des ressources de production du réseau à l'aide d'un critère de réserve fondé sur la capacité qui est égal à l'éventualité la plus importante ou à 20 % de la charge ferme, en prenant le chiffre le plus élevé.

En tant que membre du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), l'ERNB doit aussi signaler la suffisance des ressources afin de répondre au critère de fiabilité de production du NPCC, qui se lit comme suit :

La probabilité (ou risque) moyenne pour chaque région de déconnexion d'une charge ferme en raison d'insuffisance de la ressource ne doit pas dépasser une fois aux dix ans. Le respect de ce critère doit s'évaluer de façon probabiliste, de façon à ce que la perte de charge moyenne attendue ne dépasse pas 0,1 jour par an. Cette évaluation doit tenir compte de l'incertitude de la demande, des interruptions et des déclassements prévus, des interruptions et des déclassements forcés, de l'aide au moyen des interconnexions aux zones et régions voisines, aux capacités de transfert de transport et à l'allègement de la capacité et/ou de la charge en vertu des procédures d'exploitation actuelles.

L'ERNB soumet tous les trois ans au NPCC une étude globale de la suffisance des ressources et soumet des études intérimaires de la suffisance des ressources dans les années suivant l'étude globale. La dernière étude globale, la *2007 Maritimes Area Triennial Review of*

*Resource Adequacy* [1], a démontré que le critère de planification de la réserve de 20 % utilisé par la région des Maritimes, combiné avec 50 MW de capacité supplémentaire en provenance du soutien des interconnexions, répondrait au critère du NPCC pour le réseau existant. Cela a confirmé que le critère basé sur la capacité de l'ERNB est acceptable selon la norme du NPCC.

### 6.3 Étude la charge et des ressources

L'étude de charge et des ressources vérifie si le total des ressources de production et des clients de charge industriels non fermes suffit au total des exigences prévues pour la charge de pointe, les contrats d'interconnexion fermes et la réserve de planification requise. Un surplus indique que les ressources prévues sont suffisantes, alors qu'un déficit confirme que les ressources prévues sont insuffisantes.

Le tableau 7 résume la prévision de la charge et des ressources de 2009-2010 à 2018-2019.

**Tableau 7 : Étude de la charge et des ressources au Nouveau-Brunswick de 2009-2010 à 2018-2019**

		Exercice se terminant									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
A	Prévision des charges	3 000	2 930	2 940	2 970	2 990	3 020	3 060	3 100	3 140	3 180
B	Industriel non ferme	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
C	Réserve requise $C = 20 \% * (A - B)$ ou tranche la plus grande	628	628	628	628	628	628	628	628	628	628
D	Contrats d'interconnexion (+Exportation/- Importation)	325	323	50	50	50	50	50	50	50	50
E	Total des ressources d'approvisionnement sauf l'énergie éolienne	4 266	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214	4 214
F	Énergie éolienne engagée	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309
G	Énergie éolienne engagée (crédit de capacité de 30 %)	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93
H	Total des ressources d'approvisionnement avec l'énergie éolienne $H = E + G$	4 359	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307	4 307
I	(+Surplus/-Déficit) $I = H + B - A - C - D$	465	485	748	718	698	668	628	588	548	508
J	Énergie éolienne prévue	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100
K	Énergie éolienne prévue (crédit de	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30

	capacité de 30 %))										
L	Prévue (+Surplus/- Déficit) L = I + K	465	515	778	748	728	698	658	618	578	538

\* De 2010 à 2019, on calcule que la plus importante tranche produira 628 MW, cette capacité étant établie d'après la production de Pointe-Lepreau de 658 MW moins une entente de participation de 30 MW avec l'Î-P.-É. (Maritime Electric)

\*\* La capacité éolienne est réduite selon les règles du marché du N.-B. Les capacités des projets éolien au Nouveau-Brunswick sont réduites par leur facteur de capacité saisonnier (hiver et été) pour simuler de façon approximative sa contribution fiable au réseau, et 30 % est une évaluation prudente du facteur de capacité attendu d'un nouveau projet éolien. Une fois un projet éolien construit et ses facteurs de capacité saisonniers confirmés, la capacité nominale est rajustée en conséquence.

\*\*\* La capacité éolienne projetée de 100 MW d'ici 2010-2011 se fonde sur l'engagement d'Énergie NB d'acquérir 400 MW de capacité éolienne d'ici 2010.

Les chiffres se rapportant à la gestion de la demande d'électricité (GDE) prévue par Efficacité NB sont intégrés aux prévisions de la charge de base et se traduisent par une réduction de 75 MW de la demande d'ici à 2018-2019, une réduction de 366 GWh de l'énergie étant prévue. Ces estimations se rapportent aux programmes suivants :

- Programme d'amélioration de la consommation d'énergie des habitations existantes;
- Programme des nouvelles habitations écoénergétiques;
- Programme d'amélioration des immeubles d'habitation à plusieurs logements;
- Projet d'améliorations écoénergétiques pour les ménages à faibles revenus.

La capacité éolienne projetée de 100 MW d'ici 2010-2011 se fonde sur des renseignements fournis par Énergie NB voulant que celle-ci se propose d'acquérir 400 MW de capacité éolienne d'ici 2010.

Les valeurs se rapportant à la capacité éolienne sont réduites conformément aux règles du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick, où les projets éoliens menés au Nouveau-Brunswick voient leur valeur de capacité réduite selon les facteurs de capacité saisonnière (hiver et été). La réduction de la capacité éolienne a pour objet d'évaluer sa contribution finale au réseau et 30 % est une évaluation prudente du secteur de capacité attendue d'un nouveau projet éolien. Une fois qu'un projet éolien est mené à bien et que ses facteurs de capacité saisonniers sont confirmés, la capacité nominale est rajustée en conséquence.

Hormis l'obligation de Distribution et service à la clientèle Énergie NB de dispenser un service normalisé, les règles du marché n'obligent aucun participant au marché à compenser un déficit mis au jour dans l'étude à long terme. L'objet de de l'examen de la charge et des ressources dans un horizon de 10 ans est d'informer les participants au marché existants et éventuels de toute insuffisance prévue. De façon analogue, les résultats des évaluations sur un horizon de 18 mois ne prescrivent aucune mesure précise que sont tenus de prendre les participants au marché ni n'entraînent de pénalité, mais ils fournissent des données précieuses à l'ERNB et au marché sur les déficits à venir.

Comme il est noté à la section 6.1, les périodes de capacité d'hiver et d'été sont évaluées. En vertu des règles du marché, les participants au marché qui assurent une charge doivent

obtenir des ressources de capacité égales ou supérieures à leur obligation quatre mois avant chaque période de capacité. La non-conformité de la part d'un participant au marché peut entraîner des sanctions.

#### 6.4 Points forts et faiblesses

La géographie du Nouveau-Brunswick comporte d'importants avantages pour la création d'un marché dynamique d'énergie. Par exemple, les nouvelles centrales thermiques peuvent être construites dans de nombreuses zones côtières bien dotées ayant accès à de l'eau de refroidissement de faible température. Un autre avantage géographique du Nouveau-Brunswick est que les solides interconnexions entre le Nouveau-Brunswick et les réseaux électriques voisins du Québec, de la Nouvelle-Angleterre, de la Nouvelle-Écosse, de l'Î.-P.-É. et du nord du Maine offrent aux participants au marché du Nouveau-Brunswick de nombreuses possibilités de vendre et d'acheter de l'électricité. Les possibilités de transactions sont également accrues du fait que la charge de pointe a lieu en hiver au Nouveau-Brunswick et en été en Nouvelle-Angleterre.

La diversité du parc de production néo-brunswickois (centrales hydroélectriques, nucléaires et thermiques) stabilise le coût d'approvisionnement pour la province. En revanche, l'insuffisance de ressources internes de production - surtout de grands réservoirs hydroélectriques et de réserves de charbon à bas prix et à faible teneur en soufre - constitue une faiblesse. L'importance de la production thermique donne lieu à une forte dépendance envers les combustibles thermiques. Ces derniers sont sujets à des perturbations de l'approvisionnement, à de fortes variations de prix et à la nécessité de respecter des normes strictes en matière d'émissions.

Les Néo-Brunswickois sont dispersés géographiquement et l'absence de véritables pôles démographiques a entraîné la nécessité de bâtir un réseau de transport complexe et sophistiqué reliant les centrales aux sous-stations qui répartissent l'électricité aux clients dans tous les coins de la province.

## 7.0 RÉSEAU DE TRANSPORT

### 7.1 Évolution du réseau

L'actuel réseau de transport a évolué au cours du dernier siècle. Dans la première moitié du XX<sup>e</sup> siècle, il s'agissait principalement de lignes de 69 kV reliant de petites centrales aux réseaux de distribution municipaux. Après la Seconde Guerre mondiale, à la faveur de la croissance des charges et de la construction de nouvelles centrales, le réseau de 138 kV a pris de l'ampleur dans les années 1960 pour faire une boucle en huit autour de la province. L'expansion s'est poursuivie jusqu'au début des années 1970, lors de l'achèvement d'une ligne de 230 kV reliant le nord-est (Dalhousie-Bathurst-Newcastle) à Keswick à l'ouest, et d'un bout à l'autre de la province plus loin que Grand Lac et jusqu'à Salisbury au sud-est. La tension du réseau principal à haute tension a été portée à 345 kV lors de l'achèvement de l'interconnexion à la Nouvelle-Angleterre et de la centrale de Coleson Cove à la fin des années 1970. Tout au long des années 1980 et 1990, le réseau de 345 kV a été prolongé afin d'encercler la province et d'atteindre la Nouvelle-Écosse.

Aujourd'hui, le réseau est très solide. La production est dispersée géographiquement et les capacités de transport sont suffisantes pour répartir de façon économique la production pour les exportations aussi bien que pour les niveaux de charge dans la province. Par conséquent, la congestion est rare, sauf en cas de grands imprévus. De plus, de grandes quantités d'électricité peuvent être transférées dans tous les sens.

### 7.2 Interconnexions aux réseaux externes

Le Nouveau-Brunswick est relié aux réseaux voisins du Québec, de la Nouvelle-Angleterre, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard et du nord et de l'est du Maine. De façon analogue au réseau interne, ces interconnexions ont évolué au fil des ans. Construites dans les années 1950, les premières interconnexions faisaient partie des réseaux de 69 kV et de 138 kV et reliaient Énergie NB au Maine Public Service Company au nord du Maine et à la Nova Scotia Power Inc. Les premières interconnexions au Québec, à la Nouvelle-Angleterre et à l'Île-du-Prince-Édouard faisaient partie de l'importante expansion du réseau de transport des années 1970. L'interconnexion de 345 kV à la Nouvelle-Écosse et une deuxième interconnexion au Québec ont été rajoutées dans les années 1980. En 2007-2008, on a encore élargi l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre en rajoutant une deuxième ligne de transport de 345 kV.

Les deux interconnexions au Québec utilisent des postes à haute tension à courant continu (HTCC), qui permettent de relier une partie de la charge du Nouveau-Brunswick radialement et directement au réseau du Québec dans le but d'augmenter la capacité de transfert du Québec au Nouveau-Brunswick. Toutes les autres interconnexions sont des lignes de transport CA synchrones reliant les réseaux de la zone des Maritimes à l'énorme interconnexion de l'Est de l'Amérique du Nord.

Le tableau 8 montre la capacité de transfert entre le Nouveau-Brunswick et les réseaux voisins.

**Tableau 8: Capacité de transfert grâce aux interconnexions**

Réseau voisin	Capacité de transfert au Nouveau-Brunswick (MW)	Capacité de transfert à partir du Nouveau-Brunswick (MW)
Québec	1000	720
Nouvelle-Angleterre	550 <sup>†</sup>	1000
Nouvelle-Écosse	350 <sup>††</sup>	300 <sup>††</sup>
Île-du-Prince-Édouard	124	222
Nord du Maine	90	100
Est du Maine	15	15

<sup>†</sup> La capacité de transfert de la Nouvelle-Angleterre varie selon le plus grand imprévu au Nouveau-Brunswick, les niveaux de charge au Maine, le statut des ressources de 345 kV MVAR dans la zone et le statut des centrales près d'Orrington (Maine).

<sup>††</sup> La capacité de transfert en direction et en provenance de la Nouvelle-Écosse est restreinte par les limites sur les importations et les exportations du réseau de la Nouvelle-Écosse.

## 8.0 PLAN DE TRANSPORT

### 8.1 Responsabilités en matière de planification du réseau de transport

Le plan de transport représente une analyse du réseau de transport à haute tension actuel et des aménagements requis pour alimenter la charge prévue selon les critères établis en matière de planification du transport.

L'ERNB doit veiller à ce que le réseau électrique intégré ait toujours une capacité suffisante pour respecter tous les critères de fiabilité applicables. L'ERNB est également chargé de s'attaquer aux problèmes de congestion qui nuisent à l'exploitation efficace du marché de l'électricité.

Lorsque l'ERNB relève un problème de suffisance ou de congestion du réseau, il doit consulter les transporteurs et les participants au marché afin de définir les options possibles du point de vue technique et remédier ainsi à la situation. Ces options sont ensuite publiées sur le site Web de l'ERNB, accompagnées d'un avis d'intention de l'ERNB de lancer un appel de propositions afin de régler le problème. Les transporteurs et les participants au marché peuvent ensuite participer à un Appel de propositions (AP) formel qui mènera au choix final du meilleur projet par l'ERNB.

### 8.2 Critère de planification du réseau de transport

Le réseau de transport en vrac du Nouveau-Brunswick est planifié, conçu et exploité en fonction de critères d'imprévu unique. La qualité d'approvisionnement globale du réseau, du point de vue de la fréquence et de la durée des pannes pour les clients ou de la production, ainsi que la magnitude et la forme d'onde de la tension, sont d'abord fonction des critères de conception du réseau acceptés qui sont exposés à l'annexe A.

L'ERNB a pour politique d'utiliser les critères de planification du transport généralement acceptés et utilisés par les entreprises en Amérique du Nord, ainsi que les critères de fiabilité du réseau auxquels l'ERNB est tenu de se conformer en raison de sa participation au NPCC. Le rôle du NPCC eu égard à la surveillance de la conformité aux *NPCC Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems* [2] se limite aux possibilités où la non-conformité pourrait entraîner des effets négatifs dans plus d'une zone.

On peut résumer ces critères de la façon suivante :

#### 1. Critère de tension

Dans toutes les conditions normales d'exploitation (absence de défaillance), que la charge soit lourde ou légère, il devrait y avoir assez de soutien réactif pour que les tensions des barres de 230 kV et de 138 kV demeurent dans une plage de 95 % à 105 % de la valeur nominale. Cette disposition comprend la charge de pointe combinée à la capacité maximale de production hydroélectrique, ainsi que la condition de charge réduite (50 % de la charge variable + 100 % de la charge industrielle) combinée à la capacité minimale de production hydroélectrique.

## 2. Critère de défaillance simple

Une défaillance simple s'entend d'un événement qui entraîne la perte d'au moins une composante du réseau. L'interprétation habituelle présume la perte d'un transformateur, d'un circuit de transport ou d'une tranche de production. La perte des deux circuits d'un circuit double constitue une défaillance simple conformément aux tests de stabilité du NPCC.

La charge de chaque zone de 138 kV ne devrait pas subir plus d'une seule panne attendue de 1,0 heure/année en cas de perte de l'alimentation la plus importante. Aux fins de l'évaluation en fonction de ce critère, la charge de chaque ligne de transport doit respecter les limites selon lesquelles les dégagements stipulés dans le Code d'ACNOR peuvent être respectés et/ou la température du conducteur ne dépassera pas 100 °C lorsque la vitesse du vent est de 2 pieds/seconde.

Dans le cas d'une défaillance simple, on peut charger un transformateur à 119 % de sa capacité à refroidissement forcé de 65 °C pendant l'hiver si la température ambiante ne dépasse pas 0 °C.

### 8.3 Méthodologie de planification du réseau de transport

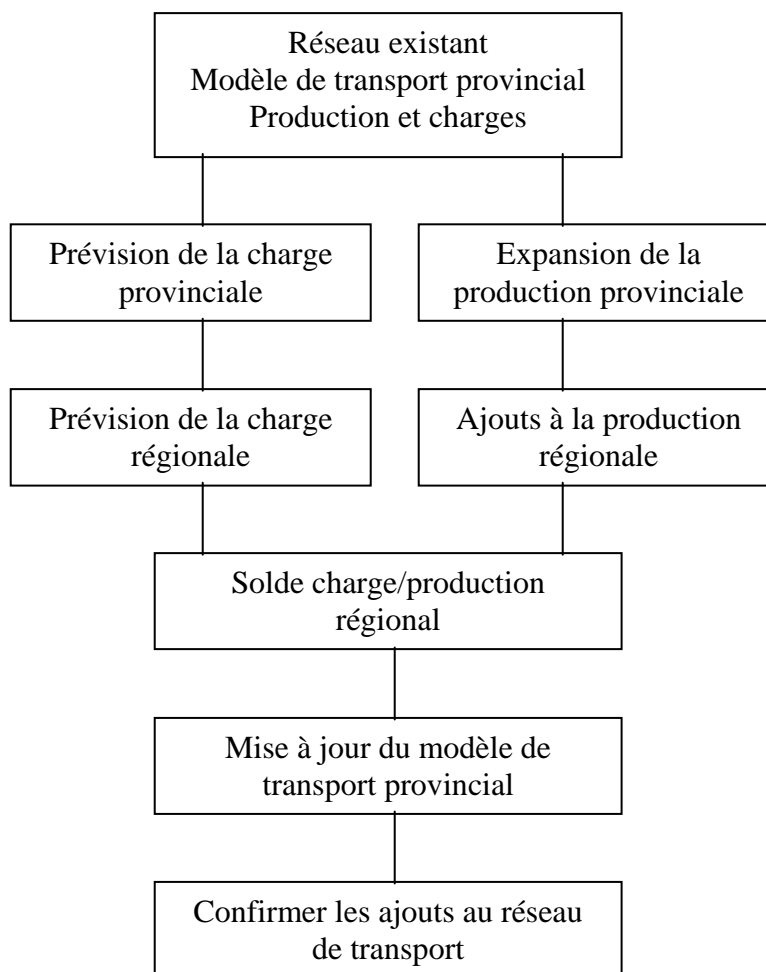
Les critères de conception du réseau, qui sont à la base des besoins de renforcement recommandés du réseau, se trouvent à l'annexe A. Les NPCC Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems, qui sont à la base même de la conception de l'expansion du réseau de transport à haute tension de 345 kV (Bulk) sont exposés sur le site suivant : <http://www.npcc.org/viewDoc.aspx?name=A-02.pdf&cat=regStandCriteria>.

La planification du grand réseau de transport doit tenir compte des prévisions de croissance de la charge et de l'intégration de nouvelles centrales. L'objectif de la planification du transport est donc double : transporter l'électricité des centrales aux centres de charge et assurer l'interconnexion et l'intégration des centrales afin permettre une utilisation économique et fiable de la capacité de production offerte au marché.

L'emplacement géographique des charges et des centrales jouent un rôle aussi important dans la planification du transport que la magnitude de la charge et la capacité des centrales. De plus, la méthodologie de planification doit tenir compte des déséquilibres entre la charge et la production dans une région et de la dynamique (conditions de défaillance, stabilité, etc.) pour assurer un approvisionnement fiable aux clients.

La figure 6 illustre le processus de planification du transport.

**Figure 6 : Processus de planification du réseau de transport**



Le processus de planification du réseau de transport comporte trois intrants :

1. Un modèle informatique de l'année de base du réseau existant est requis, y compris la production, les charges, les lignes de transport et les sous-stations. Ce modèle simule la capacité des tranches de production, les charges concentrées aux centres de charge et les transformateurs et lignes de transport avec leurs caractéristiques et capacités de transport. Ce modèle, ou modèle d'acheminement de la charge, sert à mettre à l'essai la capacité de transport satisfaisante du réseau.
2. La deuxième composante est la prévision des charges. La prévision des charges provinciale offre des prédictions annuelles des charges aux sous-stations existantes et futures jusqu'à un niveau de transport de 69 kV. Les données de la charge sont compilées selon les charges de pointe des sous-stations individuelles, qui peuvent coïncider ou non avec la pointe du réseau. La prévision des ventes aux entreprises voisines et des achats auprès d'elles, appuyée sur des contrats en place et des transactions attendues, constitue un volet important de la prévision.

3. La troisième composante est la taille et l'emplacement des tranches et centrales actuelles et proposées.

Comme les principaux besoins de transport sont reliés au solde de la charge et de la production dans une région géographique, la première étape de la planification est de répartir les charges et la production entre les régions. Ces régions ou zones de planification du transport sont définies selon les concentrations générales de la charge. Les cinq régions du Nouveau-Brunswick définies par Transport Énergie NB pour la planification majeure du réseau de transport sont :

1. Nord y compris Miramichi, Bathurst, Caraquet, Belledune, Eel River et Dalhousie
2. Ouest y compris Edmundston, Iroquois, Saint André, Grand-Sault, Beechwood et Woodstock
3. Centre y compris Keswick, Fredericton, Millville, Grand Lac, Marysville et Mactaquac
4. Sud y compris Saint John, Courtenay Bay, Pennfield, Oak Bay, Coleson Cove, Norton et Point Lepreau
5. Est y compris Salisbury, Moncton, Memramcook et Murray Corner

Les charges et capacités de production sont réparties aux régions ci-dessus chaque année pendant la période de planification et le solde, positif ou négatif, est une mesure de la capacité de transport requise dans la région pour alimenter la charge ou en dehors de la région pour transporter le surplus de production. Ce solde se calcule pour la pointe horaire annuelle et pour d'autres niveaux de charge intermédiaires.

Les soldes régionaux indiquent la magnitude des besoins de transport et donnent une évaluation de la variation à long terme de ces besoins.

Pour assurer un niveau de fiabilité suffisant dans le nord-est du continent et partout en Amérique du Nord, des critères sont établis pour guider les entreprises dans la conception, l'exploitation et l'entretien de leurs réseaux électriques. Les zones membres du NPCC acceptent de suivre les lignes directrices et critères établis au fil des ans à la faveur de l'expérience. Ces lignes directrices sont la base de l'exploitation et de l'entretien du réseau électrique en vrac du Nouveau-Brunswick.

L'essentiel est d'assurer la continuité du service aux clients et d'éviter de compromettre la fiabilité des réseaux voisins dans le cas d'une perte d'une grande composante du réseau de transport, ligne ou transformateur, ou bien d'une tranche de production. On parle couramment du critère de planification « à imprévu unique ».

#### 8.4 Calcul des charges régionales pour les études de planification du réseau de transport.

Dans le cadre de la méthodologie de planification globale, la présente section présente les charges de pointe non-coïncidentes dans la région en 2008-2009. En 2005-2006, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB (Distribution Énergie NB) a cessé de suivre la structure à cinq régions de Transport Énergie NB; elle n'a plus que trois régions :

- Centre – Quartier général à Fredericton (Marysville), centres d'exploitation à Fredericton, Miramichi, Woodstock, Grand-Sault et St. Stephen
- Est – Quartier général à Moncton, centres d'exploitation à Moncton, Bouctouche, Shediac, Sackville, Sussex et Rothesay;
- Nord – Quartier général à Bathurst, centres d'exploitation à Bathurst, Tracadie et Eel River.

Le tableau 9 illustre les charges provinciales fermes des régions de Distribution Énergie NB. La charge totale du réseau perçue par les tranches de production est la somme des charges régionales, à laquelle s'ajoute les pertes du transport. Les pertes du réseau de pointe s'élèvent à environ 4 % et les pertes moyennes à 2,5 %. Comme les charges de pointe peuvent ne pas avoir lieu exactement au même moment, la charge coïncidente du réseau vue par la production est moins que la charge totale calculée en additionnant les pertes et les charges non-coïncidentes régionales. On calcule le facteur de diversité en divisant la pointe coïncidente par la somme des charges de pointe non-coïncidentes des sous-stations. En 2008-2009, le facteur de diversité était de 96 %.

**Tableau 9 : Charges de pointe non coïncidentes par région**

Région de Distribution Énergie NB	Charge de pointe non coïncidente 2007-2008 (MW)	Pourcentage régional
Centre		
Distribution	862	79 %
Industrielle grande puissance	188	17 %
Usage en gros	43	4 %
Est		
Distribution	965	68 %
Industrielle grande puissance	291	20 %
Usage en gros	166	12 %
Autres sous-stations	6	0 %
Nord		
Distribution	534	82 %
Industrielle grande puissance	118	18 %
Total partiel		
	3 173	
Pertes de transport de 4 %	127	
Pointe non coïncidente totale	3 300	
Pointe coïncidente totale (janv. 2009)	3 176	
Facteur de diversité	96 %	

## 8.5 Aménagements de transport de 2008 à 2017

Dans la présente section, on résume les plans des projets futurs pour le réseau de transport du Nouveau-Brunswick. En vertu de la règle du marché 9.4, les tiers peuvent communiquer avec l'ERNB pour faire une soumission relative à un projet indiqué dans les présentes, ou bien proposer d'autres solutions, entre autres, aux projets de transport, de production, de distribution et d'efficacité énergétique.

Chacun des projets de transport énumérés dans la présente section, comporte la justification principale du projet de même que la catégorie de coût pour les projets futurs. Les catégories de coût de fondent uniquement sur des estimations préliminaires et sont attribuées de la façon suivante :

**Tableau 10 : Catégories de coût des projets de transport**

Numéro de la catégorie	Échelle de coût estimative
1	0 à 2 millions
2	2 à 5 millions
3	5 à 10 millions
4	10 à 20 millions
5	20 à 50 millions
6	50 à 100 millions
7	100 à 200 millions
8	200 à 500 millions

### 1. Sommaire des ajouts 2008-2009

- La construction de la ligne 1236 de 138 kV du poste de Salisbury au parc éolien Kent Hills a été achevée à l'automne 2008.  
Principale raison d'être : Interconnexion des génératrices
- Deux nouveaux transformateurs de liaison 138/69 kV (83/111/156 MVA) seront installés d'ici au printemps 2009 (afin de remplacer les transformateurs actuels).  
Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité
- Le transformateur de liaison T1 de 138/69 kV du poste de Marysville sera remplacé d'ici au printemps 2009 par un transformateur plus gros capable de soutenir la charge de pointe locale à 100 %.  
Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité
- Une bobine de réactance de 75 MVAR a été installée à la suite de l'ajout ou de la ligne internationale de transport 3016. L'inducteur est requis pendant les périodes de transfert réduit de l'énergie lorsque la Ligne internationale de transport 3016 doit absorber le MVAR excédentaire.  
Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

On construit une nouvelle sous-station de 138 kV à Deerwood Acres au sud-est de Fredericton. Cette nouvelle sous-station sera alimentée par la ligne 1135 et réduit la charge sur la sous-station de Rainsford Lane.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

2. Sommaire des ajouts proposés de 2009 to 2012

3. L'aval pour la construction du poste CCHT Eel River a été obtenu en 1972 et cette station été construite comme l'une des premières stations de conversion dos-à-dos à circuits intégrés au monde. Aucune remise à neuf importante n'a été effectuée sur la station sauf le remplacement des transformateurs convertisseurs au milieu des années 1990 en raison d'un défaut de conception. Dans une récente étude d'ingénierie portant sur le poste d'Eel River, on recommandait de remplacer les commandes des stations de conversion HVDC et de mettre à niveau les valves thyristor refroidies par air au moyen de valves thyristor conventionnelles refroidies par liquide. Il faudrait de nombreuses années pour mener à bien ces deux projets. La planification est en cours mais aucune date cible finale n'a encore été fixée.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 5

- La construction d'une ligne 0150 de 69 kV du poste d'Iroquois à la sous-station d'Edmundston Est est prévue pour la période 2010-2011. La demande imposée à l'actuelle ligne 0070 approvisionnant la sous-station d'Est Edmundston et les autres sous-stations approvisionnées par cette ligne a augmenté au cours des huit dernières années. La charge hivernale se rapproche de la capacité normale d'exploitation de la ligne en hiver. La ligne 0150 prendra plus de 30 MW de la demande de pointe actuelle de la ligne 0070 et facilitera grandement la croissance de la charge dans les secteurs d'Edmundston Nord, Baker Brook, Clair et St-François au Nouveau-Brunswick.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 1

- Transport Énergie NB mène actuellement des négociations avec les responsables de l'aménagement de parcs éoliens en vue de la construction de lignes supplémentaires de transport permettant de relier les parcs éoliens à Caribou, Lamèque et Aulac. Ces travaux sont prévus pour la période 2009-2010.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : Non applicable

- La charge de la région de Moncton a fait l'objet d'études et des projets de planification visant à alléger la charge élevée sur les lignes 1156 et 1157 sont actuellement à l'examen.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

- Catégorie du coût : Non connue

- La charge est très lourde sur les lignes 3004 et 3013 pendant les périodes de pointe de l'hiver. La perte de l'une ou l'autre de ces lignes donnerait lieu à des problèmes de faible tension généralisés et à l'interruption de la charge dans l'Est

du Nouveau-Brunswick ou aux exportations vers l'Île-du-Prince-Édouard et la Nouvelle-Écosse. Une nouvelle ligne de 345 kV entre Coleson Cove et Salisbury devrait atténuer les conditions inacceptables postérieures à un imprévu associé à la perte de la ligne 3004. La planification de la construction de cette nouvelle ligne est prévue pour 2009-2010. Les options de construction de cette ligne sont examinées pour cette période conjointement à d'autres projets menés dans le Sud-est du Nouveau-Brunswick.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

- Catégorie du coût : 7
- On prévoit reconstruire le plus tôt possible la ligne 0013 de 69 kV de Six Roads à la ligne 0133 près de Shippagan en 2009-2010. Il s'agit de remettre en état une ligne de 69 kV âgée de plus de 50 ans et exposée à des conditions météorologiques parmi les plus rudes au Nouveau-Brunswick. Certaines tranches de la ligne actuelle ont besoin de nouvelles emprises. Pour des raisons de sécurité et de fiabilité, la ligne sera reconstruite selon les normes de 138 kV, ce qui permettra un meilleur espacement et des conditions de travail plus sécuritaires pour les équipes travaillant à la ligne de transport. Les autres tranches de la ligne 0013 (de la ligne 0133 à Lamèque) seront reconstruites plus tard mais aucune date n'a encore fixée pour la réalisation de ces travaux (plus de 10 ans).

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

- Catégorie du coût : 2
- L'ajout d'un disjoncteur de 138 kV au poste de Newcastle en 2011-2012 améliorera la fiabilité de l'alimentation des transformateurs de 138/69 kV T1 et T2. Ces transformateurs alimentent toutes les sous-stations de 69kV de la région de Miramichi.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 1

- On prévoit convertir la sous-station de la ville de Campbellton de 69 kV à 138 kV en 2011. Ce projet de conversion diminuera sensiblement la charge sur le transformateur 138/69 kV au poste d'Eel River. Ces travaux sont également nécessaires en raison de l'âge des transformateurs actuels et de la charge élevée qui leur est imposée.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 1

- Une nouvelle sous-station sera construite sur le chemin Claudie à Fredericton en 2010-2011. Cette station sera construite directement sous l'actuelle ligne 0020. Cette nouvelle alimentation de distribution aura pour objet de réduire la charge imposée à la sous-station de Nashwaaksis et d'améliorer la fiabilité et la souplesse d'exploitation du réseau local de distribution.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 2

- La centrale de Nepisiguit Falls sera dotée d'un nouveau poste et d'un nouvel accès à une ligne de transport dès 2011. Un court prolongement de la

ligne 0112 permettra d'acheminer l'énergie produite à Nepisiguit Falls directement au réseau de transport de 69 kV.

Principale raison d'être : Generation Connection Upgrade

Catégorie du coût : 2

- L'on propose d'installer des disjoncteurs de 345 kV à Norton et à Eel River pour l'année 2011-2012 afin d'améliorer la fiabilité du réseau. La défaillance dans un disjoncteur en raison de l'arrangement actuel des disjoncteurs aura pour effet de retirer deux lignes de 345 kV dans ces zones critiques de la province.

Principale raison d'être : Mise à niveau de la connexion de production

Catégorie du coût : 1

- Le remplacement du poste de sectionnement de Brookville par un transformateur de 138/69 kV à Norton est prévu en 2010-2011. La station de stationnement de Brookville ainsi que des tronçons de la ligne seront démantelés. La mise au point d'un approvisionnement de 69 kV au poste de Norton assurera une plus grande valeur économique au réseau et supprimera ainsi la nécessité de remettre en état l'actuel disjoncteur à Brookville.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 2

- Le troisième disjoncteur de 345 kV sera installé au poste de Belledune, ce qui permettra d'achever l'arrangement en boucle des disjoncteurs des barres et améliorera la fiabilité des lignes de transport 3008 et 3018, qui relient la centrale de Belledune au réseau. L'installation de ce disjoncteur est prévue en 2011-2012.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 1

- Les commandes des lignes et des disjoncteurs du poste de Grand Lac sont actuellement situées dans la Centrale de Grand Lac. Le plan à long terme consiste à mettre Grand Lac hors service en 2010. Transport Énergie NB effectue actuellement une étude en vue de mener éventuellement un projet de réaménagement du poste sur plusieurs années, ce qui permettrait de déplacer la ligne de transmission et les commandes des disjoncteurs du poste à un nouveau bâtiment de commande à Grand Lac. Ce projet sera mené à bien avant la mise hors service de la centrale de Grand Lac

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 2

#### 4. Sommaire des ajouts proposés de 2012 à 2019

- L'on envisage d'aménager un poste de 345 kV au nord de Moncton pour la période de 2012 à 2018. La croissance et le développement des régions de l'est ont rendu cette option intéressante. La transformation 345/138 kV dans la région améliorerait la souplesse opérationnelle de la région et assurerait une plus grande fiabilité de l'alimentation de la ligne de transport 138 dans la ville de Moncton.

Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité

Catégorie du coût : 6

- On prévoit procéder à la conversion de la sous-station d'Aberdeen de 69 kV à 138 kV en 2012-2013. Cette sous-station alimente la plus grande partie de la charge au centre-ville de Fredericton. Ce projet de conversion allégera considérablement la charge sur le transformateur de 138/69 kV au poste de Marysville. Cette conversion est justifiée par l'âge des transformateurs de la sous-station de la rue Aberdeen et par la charge qui leur est imposée. La ligne qui alimente actuellement la sous-station a été construite selon les normes de 138 kV, ce qui facilitera la conversion. Cette planification à long terme assurera une conversion convenable de l'approvisionnement du transport.  
Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité  
Catégorie du coût : 2
- Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit construire une sous-station de 69 kV à St-François dans les 5 à 10 prochaines années. Il faudrait à cette fin prolonger la ligne 0070 à partir d'Iroquois.  
Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité  
Catégorie du coût : 2
- Le câble sous-marin de la ligne 0045 de St. George à Grand Manan doit être remplacé en 2018. Le câble aura alors 40 ans et sera parvenu à la fin de sa vie utile prévue.  
Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité  
Catégorie du coût : 3

## 8.6 Prolongation de la vie des lignes de transport

Une fois conçue et construite, une ligne de transport sera inévitablement touchée par les effets du temps, de l'environnement, des charges mécaniques et électriques répétées, etc. La fiabilité du réseau de transport comprend la constance et la protection. Constance s'entend de l'approvisionnement en électricité aux clients. Si un équipement fait défaut, la fonction de protection du réseau repère les défaillances et réduit au minimum les dommages à long terme. Comme on peut l'envisager, les vieux réseaux offrent normalement moins de fiabilité et de protection.

Le réseau de transport du Nouveau-Brunswick est exploité à quatre tensions différentes. À plus haute tension, la ligne de transport peut porter plus d'électricité et il y a moins de pertes.

1. 345 kV - livraison «en vrac»
2. 230 kV et 138 kV - transport «sous-jacent»
3. 138 kV - soutien « sous-jacent » et transport aux zones locales
4. 69 kV - transport aux zones de distribution locales

Le réseau de transport de 345 kV compte 1363 km de pylônes en acier relativement nouveaux qui doivent avoir la capacité d'assurer le transport fiable et économique de l'électricité pendant toute la période visée par la planification.

Le réseau de transport de 230 kV compte 540 km de pylônes en bois et le réseau de transport de 138 kV compte environ 2404 km de pylônes, surtout en bois. En général, ces installations sont environ au milieu de leur vie utile prévue de 45 ans.

Le réseau de transport de 69 kV compte 2497 km de lignes de transport et transporte l'électricité à la majorité des charges dans la province. Ces installations ont en moyenne 39 ans.

En raison de l'âge moyen des installations de 138 kV et 69 kV, un programme complet de maintenance s'avère nécessaire. Transport Énergie NB a reconnu ce besoin et est aujourd'hui à mi- chemin d'un programme de huit ans d'amélioration de la fiabilité et de prolongation de la vie utile des lignes de 69 kV. Parmi les activités d'entretien préventif du programme, mentionnons :

- Le remplacement des pylônes
- Le remplacement des traverses et des haubans
- Le recouvrement et le traitement en bout des pylônes plus âgés
- L'utilisation de la dernière méthodologie pour calculer la vie utile restante

On a amorcé un programme semblable pour les lignes de transport de 138 kV et de 230 kV.

Il existe des plans d'urgence dans le cas de la perte d'un seul élément du réseau de transport en vrac. Pour ce faire, le réseau sous-jacent de 230 kV et de 138 kV doit être en excellent état.

## 9.0 DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU RÉGIONAL

Conformément à la *Loi sur l'électricité* et aux règles du marché, l'ERNB est chargé de réaliser et de coordonner la planification et le développement du réseau de transport afin d'assurer la suffisance et la fiabilité du réseau intégré d'électricité pour les besoins présents ou futurs, et pour une exploitation efficace du marché. Des études et des analyses de scénarios futurs sont périodiquement réalisées par l'ERNB afin d'évaluer les incidences possibles sur le réseau et le marché des projets potentiels au Nouveau-Brunswick et des importants projets qui seront éventuellement menés dans les secteurs avoisinants et qui pourraient avoir des incidences sur le réseau de l'ERNB.

Quelques-uns des scénarios étudiés par l'ERNB comprennent d'éventuelles exportations d'électricité plus importantes en dehors du Nouveau-Brunswick. La province a annoncé dans son discours du trône de 2007 qu'elle prévoyait développer le secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick et qu'elle examinerait les possibilités de vendre plus d'électricité sur les marchés du Canada atlantique et de la Nouvelle-Angleterre. La province a aussi annoncé qu'elle prévoyait étudier la faisabilité d'un deuxième réacteur nucléaire à la centrale de Point Lepreau et la possibilité d'envoyer du gaz naturel aux secteurs nord du Nouveau-Brunswick.

Parmi les projets pour lesquels l'ERNB assume la responsabilité et la coordination des études et des analyses de scénarios futurs, soit indépendamment ou en collaboration avec d'autres exploitants de réseau et services, mentionnons :

### 9.1 Énergie éolienne à grande échelle au Nouveau-Brunswick

En août 2008, Ea Energy Analyses a mené l'étude *Aménagements éoliens à grande échelle au Nouveau-Brunswick - Une étude des scénarios régionaux en perspective de 2025* au nom de l'ERNB et du ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Parmi les conclusions clés de cette étude, on indique des avantages importants pour le Nouveau-Brunswick de même que pour les administrations voisines résultant du déploiement d'une capacité d'énergie éolienne de 5 500 à 7 500 MW dans la région des Maritimes vers 2025. Cela comporte 3 000 à 4 000 MW au Nouveau-Brunswick.

On trouve un exemplaire de ce rapport sur le site Web suivant de l'ERNB :

<http://www.nbso.ca/public/private/Summary%20report%20-%20Final%20August%202008.pdf>

### 9.2 Projets possibles d'accroissement de la production et du transport

En août 2008, Ea Energy Analyses a procédé à l'étude *Aménagements éoliens à grande échelle au Nouveau-Brunswick - Une étude des scénarios régionaux en perspective de 2025* au nom de l'ERNB et du ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Parmi les principales conclusions auxquelles cette étude est parvenue, on indiquait d'importants avantages pour le Nouveau-Brunswick et les administrations limitrophes découlant d'un déploiement d'une capacité éolienne de 5 500 à 7 500 MW dans la région des Maritimes vers 2025 et notamment 3 000 à 4 000 MW au Nouveau-Brunswick. Un exemplaire du rapport de Ea Energy est publié sur le site Web de ERNB :

On trouve un exemplaire de ce rapport sur le site Web suivant de l'ERNB :

<http://www.nbso.ca/public/private/Summary%20report%20-%20Final%20August%202008.pdf>

En décembre 2008, l'ERNB a publié le rapport *The Electric Power System in Nouveau-Brunswick – A Discussion Paper on Potential Generation and Transport Developments* au nom du ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Ce document donne un aperçu de haut niveau de la conception, de l'infrastructure et de la capacité de l'actuel réseau de transport du Nouveau-Brunswick de même que des besoins futurs projetés par suite des développements prévus dans le secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick et ailleurs, lesquels peuvent avoir des répercussions au Nouveau-Brunswick. Le document se concentre sur chacune des options énumérées ci-dessous, de même que sur les incidences des diverses combinaisons de d'options. Parmi les options examinées, mentionnons :

- production supplémentaire d'énergie nucléaire à Pointe-LePREAU de 1 165 ou 2 330 MW;
- augmentation de la capacité de production d'énergie éolienne de 150 à 200 MW dans le cadre de l'initiative d'énergie éolienne communautaire;
- capacité supplémentaire de production d'énergie éolienne à grande échelle destinée au secteur commercial allant jusqu'à 4 500 MW au Nouveau-Brunswick;
- capacité supplémentaire de production d'énergie éolienne à grande échelle destinée au secteur commercial allant jusqu'à 500 MW à l'Île-du-Prince-Édouard;
- capacité supplémentaire de production d'énergie éolienne à grande échelle destinée au secteur commercial allant jusqu'à 1 000 MW en Nouvelle-Écosse;
- acheminement sur tout le territoire du Nouveau-Brunswick de 740 MW d'énergie hydroélectrique dans le cadre du projet du cours inférieur du fleuve Churchill à Terre-Neuve-et-Labrador;
- production au gaz de 500 MW à partir de la centrale Canaport LNG;
- examen des interconnexions de transport avec les administrations voisines (besoins actuels et projetés).

On trouve un exemplaire de ce rapport sur le site Web de l'ERNB :

[http://www.nbso.ca/Public/\\_private/ERNB %20Discussion %20Paper %20Final %20Pre-release %20Dec %202012, %202020.pdf](http://www.nbso.ca/Public/_private/ERNB%20Discussion%20Paper%20Final%20Pre-release%20Dec%202012,%202020.pdf)

En 2008, l'ERNB, de concert avec d'autres agences de planification du réseau de transport de la zone des Maritimes, a mis sur pied un Comité de planification technique de la zone des Maritimes (CPTZM). Le mandat du CPTZM comporte des examens périodiques des plans de transport de la zone. Le CPTZM peut également mener des études conjointes en vue d'évaluer la nécessité éventuelle d'investir dans le transport ou d'autres services publics afin d'assurer la fiabilité des interconnexions et de réduire les contraintes du transport.

9.3 Protocole d'entente entre le Maine et le Nouveau-Brunswick en vue d'augmenter les avantages mutuels des interconnexions Maine/Nouveau-Brunswick.

Le 9 février 2007, le gouverneur du Maine et le premier ministre du Nouveau-Brunswick ont annoncé qu'ils avaient signé un protocole d'entente en vue d'explorer la coopération transfrontalière pour les interconnexions électriques et de promouvoir des mesures à cet égard. Cette entente a pour effet d'inciter le Maine et le Nouveau-Brunswick à examiner la possibilité d'élargir les capacités de production, y compris les sources d'énergies renouvelables et les possibilités de transport fondées sur une entente conjointe afin de mener à bien les tâches suivantes :

- Examiner s'il est possible d'augmenter la capacité de production et des infrastructures de transport en vue d'augmenter le flux électrique transfrontalier;
- Déterminer les procédés et systèmes aptes à assurer la transparence et la fiabilité pour les marchés du Maine et du Nouveau-Brunswick;
- Examiner s'il est possible d'élaborer des règles de marché communes qui pourraient s'appliquer au Maine et au Nouveau-Brunswick;
- Examiner les avantages éventuels et les obstacles techniques et juridiques à l'approvisionnement commun des services de la zone de commande (y compris l'équilibrage, la distribution et le partage des réserves);
- Examiner les tarifs et les structures de gouvernance que requerrait une organisation régionale de transport pour le Maine et le Nouveau-Brunswick;
- Examiner les possibilités de rendre compatibles les régimes de réduction d'émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de l'énergie.

#### 9.4 Étude d'interconnexion du nord du Maine

Au début de 2007, la Central Maine Power (CMP) et le Maine Public Service (MPS) ont commandé une étude visant à analyser le réseau de transport du nord du Maine et à mettre au point des interconnexions de transport de recharge à la MEPCPO et au réseau de transport de la Nouvelle-Angleterre. L'étude Maine Power Connection visait à assurer une production d'énergie éolienne de 800 MW à partir du réseau du MPS et reposant également sur des améliorations dans le Maine dans le cadre Maine Power Reliability Program (MPRP). Par suite des études du MPRP, l'étendue de MPC a changé de la façon suivante :

- on propose désormais de produire 300 MW d'énergie éolienne au moyen du réseau de transport du MPS
- MPS propose de demeurer dans la zone d'équilibrage de l'ERNB avec l'ajout du transport de 345 kV lié à la MEPCO.

#### 9.5 Étude de l'ERNB concernant l'augmentation de la capacité de transfert

En mars 2009, le Nouveau-Brunswick et le Maine ont annoncé qu'ils examineraient la possibilité de mettre au point le couloir d'énergie nord-est pour lequel la première phase de développement pourrait comprendre une capacité de transport d'électricité de 1 200 à 1 500 MW, la production d'énergie éolienne et une usine de production conjointe de gaz naturel à charge de base. L'ERNB prévoit mener des études ayant pour objet d'analyser de tels scénarios pour cette proposition semblables à la recherche faite en 2008-2009 concernant d'éventuels projets d'accroissement de la production et du transport dont il est question à la section 9.2

On trouve le communiqué concernant ce projet de couloir d'énergie nord-est à l'adresse suivante :

<http://www.gnb.ca/cnb/news/ene/2009e0380en.htm>

## 10.0 RÉSUMÉ DES RÉSULTATS

### Prévision des charges

- La prévision des charges du Nouveau-Brunswick pour la période de planification de 10 ans laisse entrevoir une croissance moyenne annuelle de 0,6 % de l'énergie nette du réseau, ce qui se traduit par une augmentation globale de 812 GWh pour la période visée par la planification.
- La prévision des charges laisse entrevoir un taux de croissance annuel moyen de 0,6 % en ce qui concerne la demande de pointe horaire, ce qui se traduit par une augmentation de 180 MW pour la période visée par la planification.

### Ressources de production

- Au 1<sup>er</sup> janvier 2009 la capacité totale des ressources de production du Nouveau-Brunswick s'élevait à 3 646 MW. La seule nouvelle capacité de production classique prévue actuellement provient de l'ajout de 658 MW de capacité nucléaire en octobre 2009 à la suite de la remise à neuf de Pointe-Lepreau.

- Énergie NB a annoncé que les projet éoliens suivants seraient menés au Nouveau-Brunswick :

<u>Emplacement du projet</u>	<u>Capacité (MW)</u>	<u>Propriétaire</u>	<u>Mise en service</u>
Lamèque	49,5	Acciona	Novembre 2009
Aulac	64,5	Acciona	Novembre 2009
Caribou	99	SUEZ Energy	Novembre 2009

- La seule tranche de production qu'on prévoit mettre hors service est 52 MW à Grand Lac en 2010-2011.

### Solde de la charge et des ressources

- L'étude de la charge et des ressources indique que le réseau du Nouveau-Brunswick disposera de la capacité de production requise pour alimenter la charge provinciale tout au long de la période visée par les prévisions.

### Projets de transport

- La construction de la ligne 1236 de 138 kV du poste de Salisbury au parc éolien Kent Hills a été achevée à l'automne 2008.
- Deux nouveaux transformateurs de liaison 138/69 kV (83/111/156 MVA) seront installés d'ici au printemps 2009 (afin de remplacer les transformateurs actuels).

- Le transformateur de liaison T1 de 138/69 kV du poste de Marysville sera remplacé d'ici au printemps 2009 par un transformateur plus gros capable de supporter la charge de pointe locale à 100 %.
- Une bobine de réactance de 75 MVAR a été installée à la suite de l'ajout ou de la ligne internationale de transport 3016. L'inducteur est requis pendant les périodes de transfert réduit de l'énergie lorsque la Ligne internationale de transport 3016 doit absorber le MVAR excédentaire.

Une nouvelle sous-station de 138 kV à Deerwood Acres a été construite au sud-est de Fredericton. Cette nouvelle sous-station est alimentée par la ligne 1135 et réduit la charge sur la sous-station de Rainsford Lane.

- L'aval pour la construction du poste CCHT Eel River a été obtenu en 1972 et cette station a été construite comme l'une des premières stations de conversion dos-à-dos de circuits intégrés au monde. Aucune remise à neuf importante n'a été effectuée sur la station sauf le remplacement des transformateurs convertisseurs au milieu des années 1990 en raison d'un défaut de conception. Dans une récente étude d'ingénierie portant sur le poste d'Eel River, on recommandait de remplacer les commandes des stations de conversion HVDC et de mettre à niveau les valves thyristor refroidies par air au moyen de valves thyristor conventionnelles refroidies par liquide. Il faudrait de nombreuses années pour mener à bien ces deux projets. La planification est en cours mais aucune date cible finale n'a encore été fixée.
- La construction d'une ligne 0150 de 69 kV du poste d'Iroquois à la sous-station d'Edmundston Est est prévue pour la période 2010-2011. La demande imposée à l'actuelle ligne 0070 approvisionnant la sous-station d'Est Edmundston et les autres sous-stations approvisionnées par cette ligne a augmenté au cours des huit dernières années. La charge hivernale se rapproche de la capacité normale d'exploitation de la ligne en hiver. La ligne 0150 prendra plus de 30 MW de la demande de pointe actuelle de la ligne 0070 et facilitera grandement la croissance de la charge dans les secteurs d'Edmundston Nord, Baker Brook, Clair et St-François au Nouveau-Brunswick.
- Transport Énergie NB mène actuellement des négociations avec les responsables de l'aménagement de parcs éoliens en vue de construire des lignes supplémentaires de transport reliant les parcs éoliens à Caribou, Lamèque et Aulac. Ces travaux sont prévus pour la période 2009-2010.
- La charge de la région de Moncton a fait l'objet d'études et des projets de planification visant à alléger la charge élevée sur les lignes 1156 et 1157 sont actuellement à l'examen.
- La charge est très lourde sur les lignes 3004 et 3013 pendant les périodes de pointe de l'hiver. La perte de l'une ou l'autre de ces lignes donnerait lieu à des problèmes de faible tension généralisés et à l'interruption de la charge dans l'Est du Nouveau-Brunswick ou aux exportations vers l'Île-du-Prince-Édouard et la Nouvelle-Écosse. Une nouvelle ligne de 345 kV entre Coleson Cove et Salisbury devrait atténuer les conditions inacceptables postérieures à un imprévu et associées à la perte de la ligne 3004. La planification de la

construction de cette nouvelle ligne est prévue pour 2009-2010. Les options de construction de cette ligne sont examinées pour cette période conjointement à d'autres projets menés dans le Sud-est du Nouveau-Brunswick.

- On prévoit reconstruire la ligne 0013 de 69 kV de Six Roads à la ligne 0133 près de Shippagan en 2009-2010 au plus tôt. Il s'agit de remettre en état une ligne de 69 kV âgée de plus de 50 ans et exposée à des conditions météorologiques parmi les plus rudes au Nouveau-Brunswick. Certaines tranches de la ligne actuelle ont besoin de nouvelles emprises. Pour des raisons de sécurité et de fiabilité, la ligne sera reconstruite selon les normes de 138 kV, ce qui permettra un meilleur espacement et des conditions de travail plus sécuritaires pour les équipes travaillant à la ligne de transport. Les autres tranches de la ligne 0013 (de la ligne 0133 à Lamèque) seront reconstruites plus tard mais aucune date n'a encore fixée pour la réalisation de ces travaux (plus de 10 ans).  
Principale raison d'être : Amélioration de la fiabilité  
Catégorie du coût : 2
- L'ajout d'un disjoncteur de 138 kV au poste de Newcastle en 2011-2012 améliorera la fiabilité de l'alimentation des transformateurs de 138/69 kV T1 et T2. Ces transformateurs alimentent toutes les sous-stations de 69kV de la région de Miramichi.
- On prévoit convertir la sous-station de la ville de Campbellton de 69 kV à 138 kV en 2011. Ce projet de conversion diminuera sensiblement la charge sur le transformateur 138/69 kV au poste d'Eel River. Ces travaux sont également nécessaires en raison de l'âge des transformateurs actuels et de la charge élevée qui leur est imposée.
- Une nouvelle sous-station sera construite sur le chemin Claudie à Fredericton en 2010-2011. Cette station sera construite directement sous l'actuelle ligne 0020. Cette nouvelle alimentation de distribution aura pour objet de réduire la charge imposée à la sous-station de Nashwaaksis et d'améliorer la fiabilité et la souplesse d'exploitation du réseau local de distribution.
- La centrale de Nepisiguit Falls sera dotée d'un nouveau poste et d'un nouvel accès à une ligne de transport dès 2011. Un court prolongement de la ligne 0112 permettra d'acheminer l'énergie produite à Nepisiguit Falls directement au réseau de transport de 69 kV.
- L'on propose d'installer des disjoncteurs de 345 kV à Norton et à Eel River pour l'année 2011-2012 afin d'améliorer la fiabilité du réseau. La défaillance dans un disjoncteur en raison de l'arrangement actuel des disjoncteurs aura pour effet de retirer deux lignes de 345 kV dans ces zones critiques de la province.
- Le remplacement du poste de sectionnement de Brookville par un transformateur de 138/69 kV à Norton est prévu en 2010-2011. La station de stationnement de Brookville ainsi que des tronçons de la ligne seront démantelés. La mise au point d'un approvisionnement de 69 kV au poste de

Norton assurera une plus grande valeur économique au réseau et supprimera ainsi la nécessité de remettre en état l'actuel disjoncteur à Brookville.

- Le troisième disjoncteur de 345 kV sera installé au poste de Belledune, ce qui permettra d'achever l'arrangement en boucle des disjoncteurs des barres et améliorera la fiabilité des lignes de transport 3008 et 3018, qui relie la centrale de Belledune au réseau. L'installation de ce disjoncteur est prévue en 2011-2012.
- Les commandes des lignes et des disjoncteurs du poste de Grand Lac sont actuellement situées dans la Centrale de Grand Lac. Le plan à long terme consiste à mettre Grand Lac hors service en 2010. Transport Énergie NB effectue actuellement une étude en vue de mener éventuellement un projet de réaménagement du poste sur plusieurs années, ce qui permettrait de déplacer la ligne de transmission et les commandes des disjoncteurs du poste à un nouveau bâtiment de commande à Grand Lac. Ce projet sera mené à bien avant la mise hors service de la centrale de Grand Lac
- La construction de la ligne 1236 de 138 kV du poste de Salisbury à Kent Hills doit se terminer à l'automne 2008
- Deux nouveaux transformateurs de liaison de 138/69 kV (83/111/156 MVA) pour le terminal Bathurst seront installés d'ici au printemps 2009 (afin de remplacer les transformateurs actuels).
- Le transformateur de liaison T1 de 138/69 kV du poste de Marysville sera remplacé d'ici au printemps 2009 par un transformateur plus gros capable de soutenir la charge de pointe locale à 100 %.
- Une bobine de réactance de 75 MVAR a été installée à la suite de l'ajout ou de la ligne internationale de transport 3016. L'inducteur est requis pendant les périodes de transfert réduit de l'énergie lorsque la Ligne internationale de transport 3016 doit absorber le MVAR excédentaire.

On construit une nouvelle sous-station de 138 kV à Deerwood Acres au sud-est de Fredericton. Cette nouvelle sous-station sera alimentée par la ligne 1135 et réduit la charge sur la sous-station de Rainsford Lane.

##### 5. Sommaire des ajouts proposés de 2009 to 2012

- Le poste CCHT d'Eel River a été commandé en 1972 et a été bâti comme l'une des sous-stations dos-à-dos à semi-conducteur de calibre mondial. Aucune remise à neuf importante n'a été effectuée à la station sauf le remplacement des transformateurs convertisseurs au milieu des années 1980 en raison d'un défaut de conception. Dans une étude technique effectuée récemment sur l'installation d'Eel River, on recommandait le remplacement des commandes des sous-stations CCHT et la mise à niveau des thyristor refroidis à l'air au moyen de thyristor classiques refroidis par des liquides. Plusieurs années seraient nécessaires pour mener à bien ces deux projets. La planification est en cours pour ce projet mais aucune date cible n'a encore été fixée.

- La construction d'une ligne 0150 de 69 kV du poste d'Iroquois à la sous-station d'Edmundston Est est prévue pour la période 2010-2011. La demande adressée à l'actuelle ligne 0070 approvisionnant la sous-station d'Est Edmundston et les autres sous-stations approvisionnées par cette ligne a augmenté au cours des huit dernières années. La charge hivernale se rapproche de la capacité normale d'exploitation de la ligne en hiver. La ligne 0150 prendra plus de 30 MW de la demande de pointe actuelle de la ligne 0070 et facilitera grandement la croissance de la charge dans les secteurs d'Edmundston Nord, Baker Brook, Clair et St-François au Nouveau-Brunswick.
- Transport Énergie NB mène actuellement des négociations avec les responsables de l'aménagement de parcs éoliens en vue de la construction de lignes supplémentaires de transport permettant de relier les parcs éoliens à Caribou, Lamèque et Aulac. Ces travaux sont prévus pour la période 2009-2010.
- La charge de la région de Moncton a fait l'objet d'études et on est actuellement en train d'examiner des projets de planification afin d'alléger la charge élevée sur les lignes 1156 et 1157.
- Les lignes 3004 et 3013 sont lourdement chargées pendant les périodes de pointe de l'hiver. La perte de l'une ou l'autre de ces lignes donnerait lieu à des problèmes de faible tension généralisée et à l'interruption de la charge dans l'est du Nouveau-Brunswick ou aux exportations vers l'Île-du-Prince-Édouard et la Nouvelle-Écosse. Une nouvelle ligne de 345 kV entre Coleson Cove et Salisbury devrait atténuer les conditions inacceptables postérieures à un imprévu associé à la perte de la ligne 3004. La planification de la construction de cette nouvelle ligne est prévue pour 2009-2010. Les options de construction de cette ligne sont examinées selon ce calendrier conjointement à d'autres projets menés dans le sud-est du Nouveau-Brunswick.
- Il est prévu de reconstruire la ligne 0013 de 69 kV de Six Roads à la ligne 0133 près de Shippagan en 2009-2010 au plus tôt. Il s'agit de remettre en état une ligne de 69 kV âgée de plus de 50 ans et exposée à des conditions météorologiques parmi les plus rudes au Nouveau-Brunswick. Certaines tranches de la ligne actuelle ont besoin de nouvelles emprises. Pour des raisons de sécurité et de fiabilité, la ligne sera reconstruite selon les normes de 138 kV, ce qui permettra un meilleur espacement et des conditions de travail plus sécuritaires pour les équipes travaillant à la ligne de transport. Les autres tranches de la ligne 0013 (de la ligne 0133 à Lamèque) seront reconstruites plus tard mais aucune date n'a encore fixée pour ces travaux de construction (plus de 10 ans).
- L'ajout d'un disjoncteur de 138 kV au poste de Newcastle en 2011-2012 améliorera la fiabilité de l'alimentation des transformateurs de 138/69 kV T1 et T2. Ces transformateurs alimentent toutes les sous-stations de 69kV de la région de Miramichi.
- On prévoit convertir la sous-station de la ville de Campbellton de 69 kV à 138 kV en 2011. Ce projet de conversion diminuera sensiblement la charge sur

le transformateur 138/69 kV au poste d'Eel River. Ces travaux sont également nécessaires en raison de l'âge des transformateurs actuels et de la charge élevée sur ceux-ci.

- Une nouvelle sous-station sera construite sur le chemin Claudie à Fredericton en 2010-2011. Cette station sera construite directement sous l'actuelle ligne 0020. Cette nouvelle alimentation de distribution aura pour objet de réduire la charge imposée à la sous-station de Nashwaaksis et d'améliorer la fiabilité et la souplesse d'exploitation du réseau local de distribution.
- La centrale de Nepisiguit Falls sera dotée d'un nouveau poste et d'un nouvel accès à une ligne de transport dès 2011. Un court prolongement de la ligne 0112 permettra d'acheminer l'énergie produite à Nepisiguit Falls directement au réseau de transport de 69 kV.
- L'on puisera des disjoncteurs de 345 kV à Norton et à Eel River pour l'année 2011-2012 afin d'améliorer la fiabilité du réseau. La défaillance dans un disjoncteur en raison de l'arrangement actuel des disjoncteurs aura pour effet de retirer deux lignes de 345 kV dans ces zones critiques de la province.
- Le remplacement du poste de sectionnement de Brookville par un transformateur de 138/69 kV à Norton est prévu en 2010-2011. La station de stationnement de Brookville ainsi que des tronçons de la ligne seront démantelés. L'aménagement d'un approvisionnement d'une alimentation de 69 kV au poste de Norton assure une plus grande valeur économique au réseau et supprimera ainsi la nécessité de remettre en état l'actuel disjoncteur à Brookville.
- Le troisième disjoncteur de 345 kV sera installé au poste de Belledune, ce qui permettra d'achever l'arrangement en boucle des disjoncteurs des barres et améliorera la fiabilité des lignes de transport 3008 et 3018, qui relie la centrale de Belledune au réseau. L'installation de ce disjoncteur est prévue en 2011-2012.
- Les commandes des lignes et des disjoncteurs du poste de Grand Lac sont actuellement situées dans la centrale de Grand Lac. Le plan à long terme consiste à mettre Grand Lac hors service en 2010. Transport Énergie NB mène actuellement une étude en vue de mener éventuellement un projet de réaménagement du poste sur plusieurs années, ce qui permettrait de déplacer les commandes des et des disjoncteurs du poste à un nouveau bâtiment de commande à Grand Lac. Ce projet sera mené à bien avant la mise hors service de la centrale de Grand Lac
- L'on envisage d'aménager un poste de 345 kV au nord de Moncton pour la période de 2012 à 2018. La croissance et l'aménagement des régions de l'est ont rendu cette option intéressante. La transformation 345/138 kV dans la région améliorerait la souplesse opérationnelle de la région et assurerait une plus grande fiabilité à l'alimentation de la ligne de transport 138 dans la ville de Moncton.

- On prévoit effectuer la conversion de la sous-station d'Aberdeen de 69 kV à 138 kV en 2012-2013. Cette sous-station alimente la plus grande partie de la charge au centre-ville de Fredericton. Ce projet de conversion allégera considérablement la charge sur le transformateur de 138/69 kV au poste de Marysville. Cette conversion est justifiée par l'âge des transformateurs de la sous-station de la rue Aberdeen et par la charge exigée de ceux-ci. La ligne qui alimente la sous-station aujourd'hui a été construite selon les normes de 138 kV, ce qui facilitera la conversion. Cette planification à long terme assurera une conversion convenable de l'approvisionnement du transport.
- Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prévoit construire une sous-station de 69 kV à St-François dans les 5 à 10 prochaines années. Il faudrait à cette fin prolonger la ligne 0070 à partir d'Iroquois.
- Le câble sous-marin de la ligne 0045 de St. George à Grand Manan doit être remplacé en 2018. Le câble aura alors 40 ans et sera parvenu à la fin de sa vie utile prévue.

### Études régionales

- En août 2008, Ea Energy Analyses a procédé à l'étude *Aménagements éoliens à grande échelle au Nouveau-Brunswick – Une étude des scénarios régionaux en perspective de 2025* au nom de l'ERNB et du ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Parmi les principales conclusions auxquelles cette étude est arrivée, on indique d'importants avantages pour le Nouveau-Brunswick et les administrations limitrophes découlant d'un déploiement d'une capacité éolienne de 5 500 à 7 500 MW dans la région des Maritimes vers 2025. En fait partie 3 000 à 4 000 MW au Nouveau-Brunswick. Un exemplaire du rapport de Ea Energy est publié sur le site Web de ERNB :
- [http://www.nbso.ca/public/\\_private/Summary%20report%20-%20Final%20August%202008.pdf](http://www.nbso.ca/public/_private/Summary%20report%20-%20Final%20August%202008.pdf)
- En décembre 2008, l'ERNB a rédigé le rapport *The Electric Power System in New Brunswick – A Discussion Paper on Potential Generation and Transport Developments* au nom du ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Ce document comporte des aperçus de haut niveau de la conception, de l'infrastructure et de la capacité de l'actuel réseau de transport du Nouveau-Brunswick et il expose les besoins futurs projetés découlant des aménagements prévus dans le secteur de l'électricité du Nouveau-Brunswick et ailleurs et qui pourraient avoir des incidences au Nouveau-Brunswick. On trouve un exemplaire de ce rapport à l'adresse suivante :
- [http://www.nbso.ca/Public/\\_private/ERNB%20Discussion%20Paper%20Final%20Pre-release%20Dec%202012,%2020.pdf](http://www.nbso.ca/Public/_private/ERNB%20Discussion%20Paper%20Final%20Pre-release%20Dec%202012,%2020.pdf)
- Le 9 février 2007, le gouverneur du Maine et le premier ministre du Nouveau-Brunswick ont annoncé qu'ils avaient signé un protocole d'entente en vue d'explorer la coopération transfrontalière pour les interconnexions électriques et

de promouvoir des mesures à cet égard. Cette entente a pour effet d'inciter le Maine et le Nouveau-Brunswick à examiner la possibilité d'élargir les capacités de production, y compris les sources d'énergies renouvelables et les possibilités de transport.

1. Au début de 2007, la Central Maine Power (CMP) et le Maine Public Service (MPS) ont commandé une étude visant à analyser le réseau de transport du nord du Maine et à mettre au point des interconnexions de transport de rechange à la MEPCPO et au réseau de transport de la Nouvelle-Angleterre. L'étude Maine Power Connection visait à assurer une production d'énergie éolienne de 800 MW à partir du réseau du MPS et reposant également sur des améliorations dans le Maine dans le cadre Maine Power Reliability Program (MPRP). Par suite des études du MPRP, l'étendue de MPC a changé de la façon suivante :

on propose désormais de produire 300 MW d'énergie éolienne au moyen du réseau de transport du MPS

MPS propose de demeurer dans la zone d'équilibrage de l'ERNB avec l'ajout du transport de 345 kV lié à la MEPCO.

- En mars 2009, le Nouveau-Brunswick et le Maine ont annoncé qu'ils examineraient la possibilité de mettre au point le couloir d'énergie nord-est pour lequel la première phase de développement pourrait comprendre une capacité de transport d'électricité de 1 200 à 1 500 MW, la production d'énergie éolienne et une usine de production conjointe de gaz naturel à charge de base. L'ERNB prévoit mener des études analysant les scénarios pour cette proposition, semblables à la recherche faite en 2008-2009 concernant d'éventuels projets d'accroissement de la production et du transport dont il est question à la section 9.2.

On trouve le communiqué concernant ce projet de couloir d'énergie nord-est à l'adresse suivante :

<http://www.gnb.ca/cnb/news/ene/2009e0380en.htm>

## 11.0 RÉFÉRENCES

- [1] *2007 Maritimes Area Triennial Review of Resource Adequacy*, rapport approuvé par le NPCC Reliability Coordinating Council, le 6 mars 2008.
- [2] *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*, Document A-2 du Northeast Power Coordinating Council, le 6 mai 2004

## ANNEXE A

### CRITÈRES DE CONCEPTION DU RÉSEAU

#### INTRODUCTION

Le réseau interconnecté du Nouveau-Brunswick se divise en plusieurs catégories ayant chacune ses propres critères de conception.

Voici les catégories en question :

- Transport en vrac
- Transport
- Transport secondaire
- Transformation

Les définitions suivantes permettront au lecteur de mieux comprendre les critères et leurs applications.

#### DÉFINITIONS

1. Réseau de transport en vrac (RTV)

Selon le document de critères A-07 du NPCC (révisé le 6 février 2006), le RTV est « des installations de transport sur lesquels un défaut ou une perturbation risque d'avoir un impact négatif à l'extérieur de la zone locale. Dans ce contexte, la zone locale est définie par les membres du Council. » Selon cette définition, le RTV du Nouveau-Brunswick comprend la majeure partie du réseau de transport de 345 kV avec une certaine dépendance envers les réseaux de 230 kV et 138 kV. Le réseau de transport de 345 kV encercle la province. Le réseau de transport de 230 kV s'étend de Keswick à Salisbury et de Keswick à Newcastle, ainsi qu'à Bathurst et à Eel River.

2. Transport

Le transport est défini comme la partie du réseau qui sert surtout à relier la production au réseau de transport secondaire dans les grands centres de charge.

Cette définition comprend le RTV, mais la moindre importance de certaines installations de transport relative au RTV permet une réduction de certains critères de conception. Cette définition s'applique à la majeure partie du réseau de 138 kV et à certaines parties du réseau de 69 kV.

3. Transport secondaire

Le transport secondaire est la partie du réseau qui sert surtout de source de transformation au niveau de la distribution. Ce type de réseau est surtout radial, bien qu'il existe des réseaux de transport secondaire en boucle.

#### 4. Réseau normal

Les conditions de réseau normales sont définies pour inclure tout ce qui suit :

- a) Toute condition de charge, y compris toute la gamme des charges prévues annuellement;
- b) Toutes les installations de transport en service – sans entretien d’une ligne ou d’un transformateur;
- c) Production programmée et acheminée de façon économique, ce qui permet des interruptions planifiées pour l’entretien des tranches de production – la production non-ferme ne fait pas partie de la production acheminée de façon économique.
- d) Toutes les tensions du réseau se situent entre 0,95 % et 1,05 % de la valeur nominale.
- e) Tous les éléments du réseau sont exploités à l’intérieur de leurs limites thermiques.

#### 5. Élément du réseau

Un élément du réseau peut être une tranche, une ligne de transport, un transformateur ou une artère.

#### 6. Dégagement rapide

Le dégagement rapide signifie le délai requis pour dégager un défaut dans la zone. Les délais de dégagement réels du réseau de transport à haute tension sont de l’ordre de 4 à 6 cycles (67 à 100 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre.

#### 7. Dégagement de relève

Le dégagement de relève est le délai requis pour dégager un défaut en dehors de la zone. Les délais de dégagement réels sont de l’ordre de 15 à 18 cycles (250 à 300 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre du réseau de transport en vrac.

#### 8. Relève du disjoncteur

La relève du disjoncteur est définie comme une protection dans le cas où un disjoncteur local ne se déclenche pas pour une raison quelconque. La relève du disjoncteur s’appliquera à tout le RTV et à la plus grande partie du réseau de transport.

### **RÉSEAU DE TRANSPORT EN VRAC (RTV)**

Les délais de dégagement rapide sont de l’ordre de 4 à 6 cycles (67 à 100 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre.

Les délais de dégagement de relève sont de l'ordre de 15 à 18 cycles (250 à 300 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre. Des délais de 20 à 30 cycles (333 à 500 millisecondes) seront permis dans certains cas.

Les critères de conception sont les suivants :

1. Sous des conditions normales du réseau, le RTV devrait résister à la perte d'un élément du réseau après qu'un défaut triphasé soit dégagé rapidement.
2. Sous des conditions normales du réseau, le RTV devrait résister à la perte d'un élément du réseau après qu'un défaut ligne-terre soit dégagé en différé.
3. Sous des conditions normales du réseau après la perte d'un élément du réseau, tous les éléments du réseau devraient être exploités à l'intérieur de leurs limites thermiques.
4. Sous des conditions normales du réseau, après la perte d'un élément du réseau, aucune tension du RTV ne devrait, en règle générale, être de moins de 90 % après l'entrée du réseau dans un état stable et aucune tension de barre ne devrait varier de plus de 10 % avant et après le défaut.
5. Autant que possible, des précautions doivent être prises pour s'assurer qu'il n'y ait aucun défaut permanent sur le réseau en cas de défaillance d'un appareil de protection primaire.

## **RÉSEAU DE TRANSPORT**

Les délais de dégagement rapide sont de l'ordre de 6 à 9 cycles (100 à 150 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre.

Les délais de dégagement de relève sont de l'ordre de 20 à 30 cycles (333 à 500 millisecondes) pour les défauts triphasés et ligne-terre.

Les critères de conception sont :

1. Sous des conditions normales du réseau, le réseau de transport devrait résister à la perte d'un élément du réseau après qu'un défaut triphasé soit dégagé rapidement.
2. Sous des conditions normales du réseau, le réseau de transport devrait résister à la perte d'un élément du réseau après qu'un défaut ligne-terre soit dégagé en différé.
3. Sous des conditions normales du réseau après la perte d'un élément du réseau, tous les éléments du réseau devraient être exploités à l'intérieur de leurs limites thermiques.
4. Sous des conditions normales du réseau, après la perte d'un élément du réseau, aucune tension du réseau de transport ne devrait, en règle générale, être de moins de 90 % après l'entrée du réseau dans un état stable et aucune tension de barre ne devrait varier de plus de 10 % avant et après le défaut.

5. Autant que possible, des précautions doivent être prises pour s'assurer qu'il n'y ait aucun défaut permanent sur le réseau en cas de défaillance d'un appareil de protection primaire.

## **RÉSEAU DE TRANSPORT SECONDAIRE**

Les critères de conception sont :

1. La charge du réseau de transport secondaire devrait respecter les limites thermiques.
2. Les tensions du réseau de transport secondaire ne doivent être ni inférieures à 95 % ni supérieures à 105 % de la valeur nominale.
3. Sous des conditions de réseau normales, pour la perte d'un élément du réseau de transport secondaire faisant partie d'une tranche du réseau restante, aucune tension à la barre du réseau de transport ne devrait être inférieure à 92,5 % après un retour aux conditions stables du réseau, et aucune barre ne devrait subir de changement de tension de plus de 10 % entre les conditions avant et après le défaut.
4. Autant que possible, des précautions doivent être prises pour s'assurer qu'il n'y ait aucun défaut permanent sur le réseau.

L'application des critères ci-dessus ne garantit pas la continuité d'approvisionnement dans le cas d'un imprévu simple. Dans le cas d'une ligne, on estime qu'une longue panne est peu probable. Le temps de réparation est estimé suffisant pour la remise en service. Or, dans le cas de la transformation, les pannes sont généralement longues. La possibilité d'employer à court terme un transformateur mobile disponible ou d'installer un transformateur de rechange interconnecté aux sous-stations de distribution voisines est considérée dans toute décision sur la garantie d'un autre approvisionnement après une panne.

## **TRANSFORMATION**

Critères de conception

Le renforcement est nécessaire chaque fois qu'un imprévu simple aura pour résultat soit des dommages thermiques aux équipements pendant l'effort d'approvisionnement la charge, soit l'incapacité d'alimenter la charge quotidienne, en tout ou en partie, après avoir tenu dûment compte de ce qui suit :

1. La capacité des interconnexions sous-jacentes avec d'autres points d'approvisionnement, le cas échéant.
2. L'exploitation des centrales autre que par ordre de mérite, le cas échéant.
3. Charger les transformateurs de poste restants (ou leur équipement connexe) à leur limite thermique mentionné à la note 4 (coordonné avec les énoncés 1 et 2 ci-dessus, le cas échéant).
4. Le plus grand transformateur mobile adéquat disponible est chargé à sa capacité nominale (coordonné avec les énoncés 1 et 2 ci-dessus, le cas échéant).

Notes :

1. Le renforcement peut constituer le choix rentable même si les énoncés 1, 2 et 3 ou 4 ont pour résultat la satisfaction du critère d'approvisionnement de la charge parce que les coûts «attendus» d'exploitation autre que par ordre de mérite peuvent largement dépasser le coût d'avancement des immobilisations.
2. Le RTV peut parfois avoir besoin d'appareils de transformation supplémentaires. Bien que les énoncés 1, 2 et 3 ci-dessus puissent satisfaire ce critère particulier, l'un des plusieurs autres imprévus possibles (lignes de transport, centrales ou transformateurs) aura pour résultat une «attente» de pannes fréquentes ou prolongées pour une grande partie du réseau.
3. L'application du présent critère ne peut pas avoir pour résultat l'ajout d'autres appareils de transformation.
4. Généralement selon les méthodes acceptées universellement et spécifiquement en référence à la publication TR98-1964 de NEMA «Guide for Loading Oil Immersed Power Transformers with 65 C Average Winding Rise» et la Publication C57-92, de 1962, de l'USASI «Guide for Loading Oil Immersed Distribution and Power Transformers with 65 C Average Winding Temperature Rise», Énergie NB a pour pratique de permettre que la charge sur un transformateur dépasse la valeur nominale de façon à ce que les limites thermiques calculées selon ces références ne soient pas dépassées régulièrement.

Dans des circonstances spéciales, comme un imprévu simple où il est possible de réduire la surcharge existante, un taux thermique basé sur une perte de vie de 2,5 % peut s'appliquer, conformément aux dispositions ci-dessus et au jugement de l'ingénieur. La perte de vie permise se mesure sur le temps requis pour réduire la charge sur les transformateurs. Ce calcul peut être effectué par la commutation des circuits à basse tension ou le transfert d'une partie de la charge à un transformateur mobile.

Lorsqu'il est impossible de réduire la surcharge, une perte de vie de 0 % est employée.