



Exploitant du réseau du
Nouveau-Brunswick

Rapport sur l'état du marché

Avril 2008 à mars 2009

Résumé

Le Rapport sur l'état du marché couvre l'exercice du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2009. Il est produit conformément aux Règles du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Le rapport fournit l'évaluation générale du Conseil d'administration de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick sur l'état de concurrence et d'efficacité du marché avec une anticipation future du développement du marché. Il résume l'état du marché, décrit les activités d'observation du marché et met en évidence les changements entrepris par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick pour améliorer la conception du marché. Il soutient également la fonction de surveillance du marché de la Commission de l'énergie et des services publics.

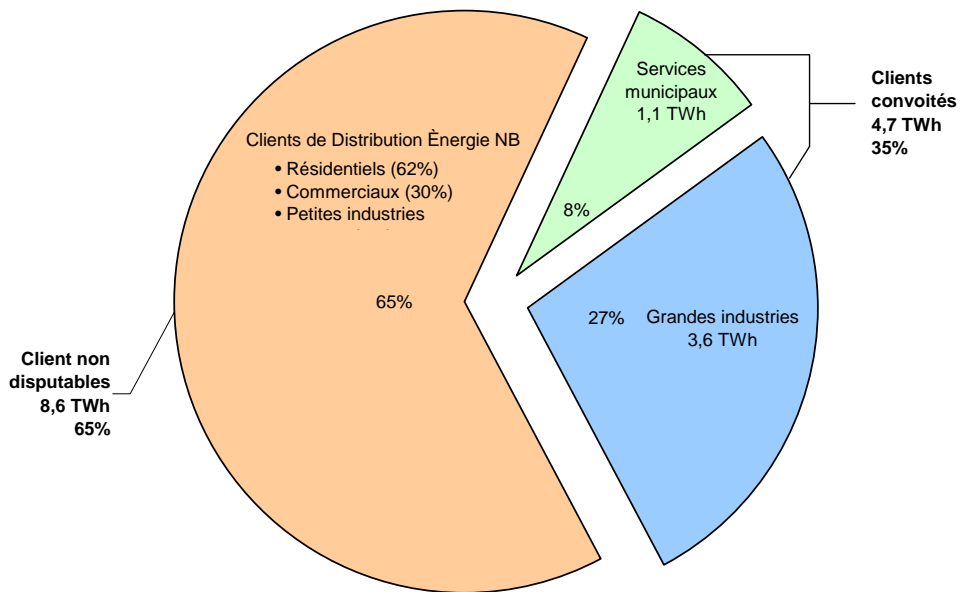
Le marché du Nouveau-Brunswick est un produit de la politique énergétique de 2001 qui consiste à adopter une approche « délibérée et contrôlée » relativement à l'introduction de la concurrence. En vertu de cette politique et en utilisant les recommandations détaillées reçues de la part d'un comité de conception du marché, le gouvernement a mis en œuvre une conception de marché physique bilatérale ainsi qu'une prestation de services standard réglementés par un service public appartenant à l'État. Cette approche soutiendra la politique énergétique du Nouveau-Brunswick qui consiste à maintenir des coûts d'électricité raisonnables tout en éloignant le risque à court terme qui se présente aux contribuables. Toutefois, en raison de leur nature, le marché bilatéral et la prestation de services standard réglementés n'entraînent pas une croissance rapide de la concurrence.

En vertu de cette conception, il existe quelques passages que peuvent emprunter les fournisseurs d'électricité concurrents pour entrer sur le marché du Nouveau-Brunswick. Par exemple, les concurrents peuvent entrer sur le marché en cas d'exigence d'une nouvelle capacité de production afin de répondre à la demande croissante d'électricité, ou pour remplacer une centrale existante qui est mise hors service. Cependant, au Nouveau-Brunswick, la charge n'augmente pas à une vitesse suffisante pour qu'il y ait besoin d'une nouvelle capacité de production à moyen terme; on ne s'attend pas à ce qu'il y ait suffisamment de mises hors service de centrales produisant de l'électricité dans un futur immédiat. Par conséquent, les occasions sont minimes à court terme

pour que des concurrents entrent sur le marché pour répondre à une nouvelle demande ou pour remplacer une centrale existante.

En théorie, les nouveaux arrivants peuvent aussi se faire concurrence pour offrir des services à un ou plusieurs clients plus importants du service public municipal ou industriel dans la province (la charge disputable). Toutefois, jusqu'à présent, aucun des clients disputables n'a opté pour l'achat d'électricité d'un fournisseur concurrent. Trois raisons principales appuient cette situation. Premièrement, le montant non défini des frais de sortie, que les clients peuvent être amenés à payer au fournisseur de service standard s'ils choisissent un autre fournisseur. Deuxièmement, il n'est pas précisé dans quelle mesure un client peut choisir d'acheter une partie de son électricité auprès du fournisseur de service standard et le reste auprès d'un concurrent. Enfin, pour un certain nombre de raisons, les tarifs du fournisseur de service standard ont été inférieurs à ceux des fournisseurs concurrents, ce qui ne motive pas les clients à choisir un autre fournisseur. À court terme, ces facteurs rendent improbable l'entrée de concurrents sur le marché pour servir les clients « disputables ». Le diagramme circulaire suivant indique la taille du marché des clients disputables par rapport aux clients non disputables.

Approvisionnement de réseau de transport de l'énergie au sein de la province en 2008-2009 (TWh)

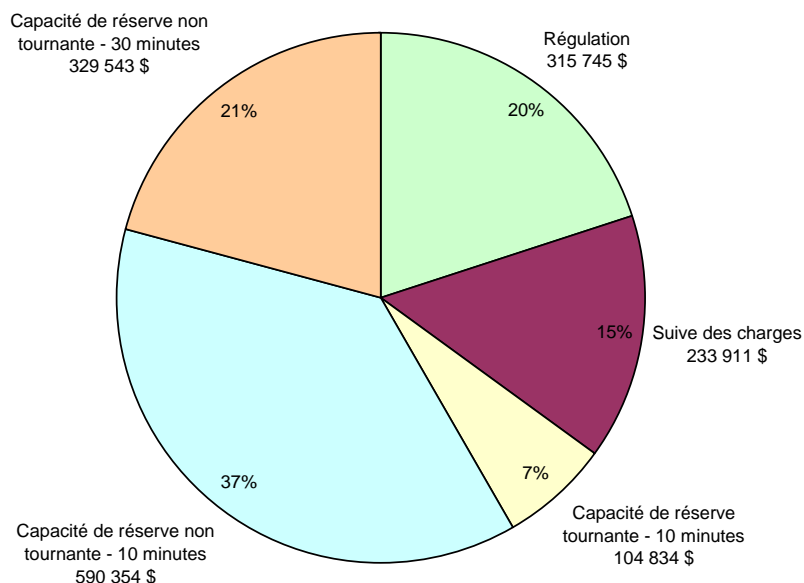


À moyen ou à long terme, il existe un potentiel d'augmentation de la concurrence en matière d'approvisionnement en électricité. Étant donné que les centrales thermiques sont remplacées par une production moins polluante, les nouveaux concurrents auront la possibilité de créer ces nouvelles centrales. De plus, il existe un potentiel important pour les nouvelles installations d'exportation marchandes de satisfaire à la croissance de la charge électrique en Nouvelle-Angleterre. Par exemple, une récente étude a été menée pour l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et le ministère de l'Énergie a conclu que la production de 5 500 à 7 500 MW d'énergie éolienne dispersée dans toute la région des Maritimes peut occasionner des avantages de 5 milliards de dollars aux provinces des Maritimes et à la Nouvelle-Angleterre.

Dans le cadre de sa mission, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick offre plusieurs services qui sont complémentaires aux activités de marché bilatérales. Ces services maintiennent la fiabilité du réseau et sont bien plus efficaces que la rentabilité atteinte par l'intermédiaire de transactions bilatérales qui s'effectuent entre les participants au marché. Le niveau d'activité de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick en matière de services accessoires basés sur la capacité pour l'exercice 2008-2009 est indiqué dans la figure suivante.

Achat de services accessoires basés sur la capacité par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick

Total = \$ 1 574 388



L'intégration efficace d'une énergie éolienne à grande échelle exigera une meilleure coordination entre toutes les régions, y compris la Nouvelle-Angleterre, les Maritimes et peut-être le Québec. Cette coordination élargie permettra une utilisation plus efficace des ressources éoliennes, avec des économies associées et des améliorations de la fiabilité. L'atteinte d'un tel niveau de coordination entraînera la création d'ententes politiques et techniques.

L'approvisionnement concurrentiel en matière d'énergie d'équilibrage, de réglementation et de suivi de la charge est important pour la bonne intégration de l'énergie éolienne et d'autres énergies renouvelables variables dans la région. L'augmentation de la concurrence liée à l'achat de ces services continuera à être une priorité pour l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick est en train de mettre au point un ensemble complet de changements régissant les règles du marché afin de favoriser la clarté en matière d'intégration de la production d'énergies renouvelables variables dans le réseau.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick impose le tarif de transport à libre accès et applique les règles du marché. En allant de l'avant, voici certaines initiatives clés que l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick se propose d'adopter pour améliorer l'efficacité du marché afin de répondre aux besoins à venir.

- Examen et remaniement possible du tarif et des règles du marché
- Mise en place d'un processus afin de produire un plan global du réseau d'électricité
- Coordination accrue avec les marchés adjacents
- Exécution de l'établissement complet de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick comme organisme autosuffisant entièrement pourvu en personnel

L'augmentation continue du nombre de participants au marché enregistrés est une évolution encore plus positive. Un nombre croissant de participants crée un réseau plus souple, plus fiable et plus concurrentiel. L'offre concurrentielle des services accessoires basés sur la capacité et des énergies de réacheminement ou d'équilibrage se traduit par une plus grande garantie d'une tarification équitable pour les services offerts par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick.

En ce qui concerne la conformité au marché, le Conseil d'administration est convaincu que les questions de non-conformité sont traitées comme il se doit. La mise en œuvre de diverses composantes du plan d'assurance de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick se poursuivra afin de continuer à surveiller la conformité des participants au marché, des transporteurs et de l'exploitant de réseau ainsi que l'efficacité du marché. L'observation du marché est une responsabilité partagée avec la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continue à travailler conjointement avec la Commission de l'énergie et des services publics pour observer le fonctionnement du marché et pour apporter des améliorations continues à la conception du marché et au processus d'observation au besoin.

Table des matières

Résumé	i
1.0 Introduction.....	1
2.0 État du marché	3
2.1 Conception du marché.....	3
2.2 Concurrence sur le marché.....	5
2.3 Emprise sur le marché.....	8
2.4 Flux énergétiques du marché bilatéral.....	11
2.5 Transport de l'énergie à libre accès.....	14
2.6 Participation au marché et enregistrement de l'installation.....	21
2.7 Marché de réacheminement	31
2.8 Coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick.....	35
2.9 Services accessoires	42
2.10 Modifications au tarif et aux règles du marché	47
3.0 Activités d'observation du marché général.....	51
3.1 Rapports mensuels sur le marché	51
3.2 Coût supplémentaire résiduel	52
3.3 Dotation de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick	54
3.4 Comportements des participants au marché.....	54
3.5 Mesures	55
3.6 Normes de conduite.....	55
4.0 Développement du marché en continu et à l'avenir.....	56
Annexe 1 : Enquêtes particulières sur le marché et résultats.....	59
Annexe 2 : Clients convoités et service standard.....	61
Annexe 3 : Glossaire des termes (mise à jour)	65
Annexe 4 : Principaux acheteurs de transport d'énergie	66

1.0 Introduction

Ce troisième rapport sur l'état du marché est publié par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (« ERNB ») en réponse à ses devoirs relatifs au fonctionnement du marché de l'énergie. Il couvre la période du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2009.

Le rapport fournit l'évaluation générale du Conseil d'administration de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick sur l'état de concurrence et d'efficacité du marché avec une anticipation future du développement du marché. Il résume l'état du marché, décrit les activités d'observation du marché et met en évidence les changements entrepris par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick pour améliorer la conception du marché. Les enquêtes entreprises au cours de l'exercice financier relativement aux plaintes sont également incluses.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick est une société indépendante à but non lucratif constituée en vertu d'une loi dont l'énoncé de mission est le suivant : permettre un marché de l'électricité ouvertement concurrentiel qui soit efficace et équitable et prévoir un fonctionnement sûr, fiable, économique et bien planifié du réseau d'électricité interconnecté pour la région desservie. La fonction commercialisation comprend la conception du tarif, la conception des règles du marché, l'administration, le règlement et l'observation du marché.

Bien que ce rapport représente les points de vue du Conseil d'administration de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et qu'il soit présenté à la Commission de l'énergie et des services publics (« CESP »), il convient de souligner que la Commission de l'énergie et des services publics possède une fonction similaire exigée en vertu de la *Loi sur l'électricité*. La Commission de l'énergie et des services publics est chargée « *de la surveillance du secteur de l'électricité et doit en faire rapport au Ministre. Le rapport doit commenter l'efficacité, l'équité, la transparence et la compétitivité du secteur de l'électricité et des règles du marché, la conduite de l'exploitant de réseau dans l'exercice de ses activités et de ses responsabilités et la conduite de l'exploitant du réseau, des transporteurs, des participants au marché dans le cadre des règles du marché* ». Ce rapport cherche à appuyer le mandat d'observation du marché de la Commission de l'énergie et des services publics.

2.0 État du marché

2.1 Conception du marché

Le marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick a été conçu comme un marché bilatéral physique basé sur le fondement d'un tarif compatible avec l'ordonnance 888 de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Un mandat clé de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick tel qu'il est stipulé dans la *Loi sur l'électricité* est de permettre le fonctionnement d'un marché concurrentiel. Ce mandat est accompli par l'administration du tarif de transport à libre accès (« tarif ») et des règles du marché ainsi que par l'éducation des participants au marché. Le tarif offre un accès non discriminatoire au réseau de transport et les règles du marché prescrivent les fonctions de commercialisation.

La conception du marché bilatéral physique de base est compatible avec l'introduction « délibérée et contrôlée » d'un marché concurrentiel. Les acheteurs passent des contrats avec les fournisseurs pour obtenir l'énergie et la capacité nécessaires pour combler leurs besoins en électricité et maintenir la fiabilité du réseau. Le paiement entre les acheteurs et les vendeurs se fonde sur des quantités horaires prévues que les acheteurs doivent fournir à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick en indiquant la quantité d'électricité requise et sa source. Les contrats peuvent être d'une durée indéterminée et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick n'est pas partie prenante à ces contrats.

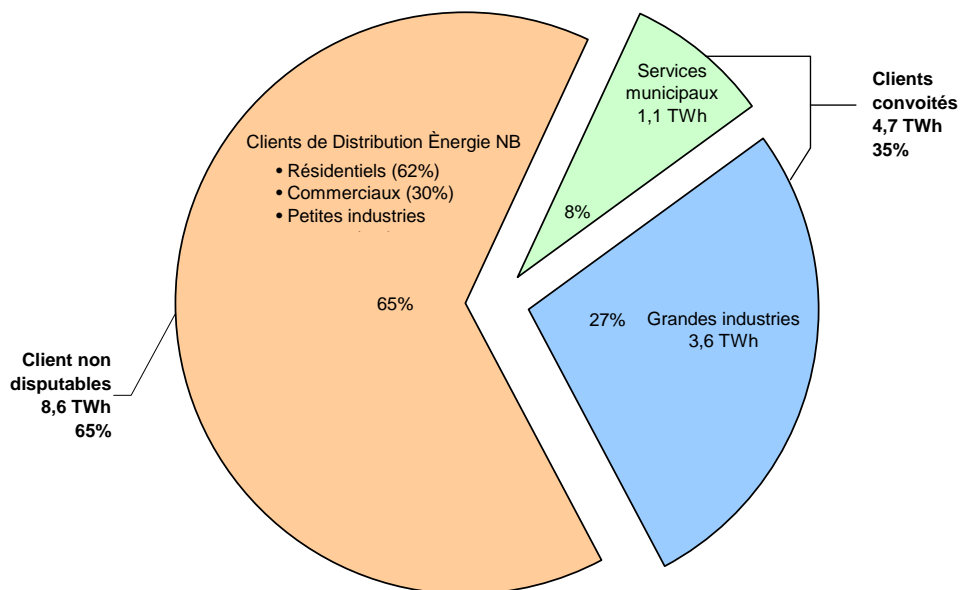
Les avantages principaux d'un marché bilatéral sont les suivants :

- Une plus grande certitude à l'égard des prix – les contrats bilatéraux sont généralement à des prix fixes ou du moins prévisibles.
- Facilitation d'une nouvelle production d'énergies renouvelables – des contrats bilatéraux au Nouveau-Brunswick peuvent être d'une durée indéterminée et les promoteurs exigent habituellement des sources de revenus à long terme pour assurer le financement du projet. Cela s'avère particulièrement important pour les charges du Nouveau-Brunswick qui doivent acheter de l'électricité à partir de ressources renouvelables.
- Atténuation de l'emprise sur le marché – dans un marché bilatéral vigoureux, la capacité d'un vendeur d'influencer le prix est limitée puisque les mécanismes de tarification sont généralement bien définis dans un contrat bilatéral.

En plus du marché bilatéral, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick exploite un marché de réacheminement afin d'optimiser le mélange de charge d'approvisionnement de la production et de fournir un service d'équilibrage en vue de combler les écarts en temps réel entre l'offre et la demande. Le marché de réacheminement représente près de 3 % de l'activité dans l'ensemble du marché et est décrit plus en détail dans la section 2.6.

Il existe deux types de clients de charge électrique au N.-B., ceux qui sont disputables et ceux qui ne le sont pas. Les clients non disputables incluent les clients résidentiels, commerciaux, institutionnels et des petites industries du fournisseur de service standard (Distribution Énergie NB) à des tensions de distribution. Les clients disputables incluent les grandes industries et les entreprises municipales qui peuvent faire le choix d'obtenir de l'électricité auprès du fournisseur de service standard ou auprès d'un autre fournisseur sur le marché à des tensions de distribution. La figure 1 indique la part du marché des clients disputables et des clients non disputables que dessert Distribution Énergie NB.

Figure 1
Offres d'un réseau de transport de l'énergie au sein de la province par client (TWh)



Sur une base de planification à long terme, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick publie un rapport annuel intitulé *Évaluation sur dix ans de la suffisance des installations de production et de transport d'énergie* (« *Évaluation sur 10 ans* »). En respectant l'intention de certains aspects de l'ordonnance 890 de la Federal Energy Regulatory Commission, désormais, le rapport intitulé *Évaluation sur dix ans* examine également les besoins régionaux en matière de transport d'énergie. On envisage actuellement l'expansion de la portée du rapport *Évaluation sur dix ans* au-delà de la fiabilité pour comprendre les besoins de l'ensemble du réseau, y compris en matière d'économie. Les facteurs expliquant cette expansion de la portée comprennent les contraintes environnementales, la reconnaissance de l'industrie d'un degré de planification centralisée et la récente volatilité des prix de combustibles fossiles. La période de dix ans peut également être prolongée du fait que certains investissements de production demandent des délais de démarrage allant jusqu'à une décennie et du fait de l'émergence de cibles environnementales à très long terme.

2.2 Concurrence sur le marché

En examinant l'état de la concurrence sur le marché, il existe deux éléments clés sur lesquels il faut réfléchir. Le premier est le soutien à la concurrence de la structure du marché et le deuxième est le niveau d'activité concurrentielle sur le marché. Sans une structure de marché qui soutient la concurrence, il n'y a que peu de chances que cette dernière se développe.

L'activité sur le marché est très réduite pour la fourniture de la charge disputable au Nouveau-Brunswick étant donné que le fournisseur de service standard continue d'approvisionner tous ces clients, sauf une petite entreprise municipale, par l'intermédiaire de ses tarifs réglementés. Les tarifs réglementés de service standard ont été inférieurs aux tarifs du marché, rendant ainsi l'entrée du marché généralement non attrayante dans une perspective à court terme. Tant que cette situation n'évolue pas, l'éventualité que des clients disputables choisissent une fourniture alternative reste faible.

La domination du fournisseur de service standard peut poser la question de la mesure dans laquelle la structure et le fonctionnement du marché favorisent la concurrence. Néanmoins, le niveau d'activité concurrentielle n'est pas la seule mesure de soutien du marché à la concurrence, car l'activité est associée à des facteurs extérieurs comme le prix et la demande. Le Livre blanc de 2001 sur la politique énergétique de la province du Nouveau-Brunswick parle de soumettre les décisions d'investissement à un test de marché et non d'établir un haut niveau d'activité concurrentielle. Plus précisément, le Livre blanc indique à la page 15 : « L'établissement d'un marché de gros concurrentiel au Nouveau-Brunswick soumettra les investissements substantiels de capitaux à un test de marché et permettra au marché de dicter les décisions au sujet de la nécessité de centrales électriques supplémentaires et des stratégies de réduction des coûts de production. » Étant donné qu'une des motivations principales pour la mise en œuvre de la concurrence au Nouveau-Brunswick est la protection des consommateurs contre les prix trop élevés qui pourraient s'appliquer en cas d'absence de concurrence en raison de mauvaises décisions d'investissement, une évaluation de la mesure dans laquelle cela peut se produire est pertinente.

Une évaluation de certains des éléments de base d'un marché concurrentiel est éclairante à cet égard. La liste non officielle suivante propose une notation du marché du Nouveau-Brunswick sur une échelle de 1 à 5 où 5 est une note parfaite et 1, une note très faible.

- De nombreux acheteurs et vendeurs (3)
- Produits homogènes (4)
- Entrée faible/obstacles de sortie (2)
- Information parfaite (2)
- Entreprises visant à maximiser les profits (4)

À noter que cette analyse prend en considération le fait qu'il y a des acheteurs et des vendeurs qui se situent physiquement à l'extérieur du Nouveau-Brunswick et qui ne sont pas restreints d'accéder au marché du Nouveau-Brunswick. Une structure de

marché concurrentiel existe. Elle se classe en assez bonne position par rapport au niveau de concurrence, même si aucun client n'a choisi de faire valoir son droit à faire appel à un autre fournisseur.

Cette évaluation de la mesure dans laquelle le marché soutient la concurrence peut être résumée comme suit : nous sommes convaincus que si d'autres fournisseurs étaient en mesure d'approvisionner rentablement les clients disputables à des prix matériellement inférieurs aux tarifs du service standard, les clients disputables se tourneraient vers eux.

Bref, le fait que la concurrence demeure limitée ne signifie pas qu'un marché concurrentiel n'existe pas ou que l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick, le tarif et les règles du marché « ne permettent pas la venue d'un marché ». Cela dit, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a la responsabilité continue d'améliorer les tarifs et les règles du marché au fur et à mesure que l'on trouve des occasions d'amélioration. Ces améliorations peuvent être suscitées par une combinaison d'éléments de fiabilité, d'efficacité ou de concurrence accrue.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick se propose d'entreprendre les initiatives suivantes dont chacune contribuera à l'amélioration de l'efficacité du marché.

- Examen et remaniement possible du tarif et des règles du marché
- Mise en place d'un processus afin de produire un plan global du réseau d'électricité
- Études sur l'allègement des contraintes nouvelles et potentielles de transport
- Coordination accrue avec les marchés adjacents
- Exécution de l'établissement complet de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick à titre d'organisation autonome et amélioration de sa capacité à servir les participants au marché et les promoteurs des projets d'énergie par une augmentation du personnel.

Sauf si une modification intervient dans la relation entre le marché et les tarifs du service standard ou dans la structure du marché telle que présentée dans la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick, le niveau d'activité concurrentielle dépendra

largement des nouvelles exigences en matière de charge et des déclassements ou remplacements des centrales existantes.

Alors que cette section était axée sur le marché de la charge disputable au Nouveau-Brunswick, il existe d'autres marchés, par exemple les marchés du réacheminement et des services accessoires basés sur la capacité, qui sont abordés avec plus de détail dans la suite du rapport. Il a été établi que ces marchés ont un potentiel d'achat concurrentiel et l'accent a été placé sur l'accroissement de la concurrence relativement à l'achat de ces services par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Cette démarche est cohérente avec la politique, la conception du marché et un cadre réglementaire qui encourage l'achat concurrentiel des services accessoires.

2.3 Emprise sur le marché

L'emprise sur le marché est la capacité d'un participant au marché dominant à s'engager dans des activités qui réduisent ou empêchent la concurrence du marché.

La façon dont le réseau d'électricité a été restructuré en 2004 a fait que la Corporation de production d'Énergie NB (« Production Énergie NB ») s'est acquis une position dominante sur le marché. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick est conscient que cette position de dominance peut être perçue comme un obstacle aux nouveaux entrants sur le marché. L'emprise sur le marché existe au Nouveau-Brunswick et c'est le rôle de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick de permettre un marché concurrentiel afin de surveiller tout comportement monopolistique en vue de rassurer les entrants sur le marché.

Dans le cadre de son observation quotidienne du marché, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick n'a pas soupçonné d'abus ou reçu de plaintes pour abus relatif à l'emprise sur le marché. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continuera à surveiller les signes de comportement de monopole chez les participants au marché.

Il est important de noter que la conception du marché bilatéral physique du Nouveau-Brunswick est plus résistante aux abus relatifs à l'emprise sur le marché que d'autres conceptions telles que la pure mise en commun où les installations de production sont offertes à un prix de rajustement lequel peut influencer les contrats bilatéraux. Dans le marché bilatéral du Nouveau-Brunswick, aucune stipulation réglementaire n'existe sur la durée des contrats. Par conséquent, les contrats sont habituellement étendus sur de longues périodes avec des ententes de tarification bien définies. Dans cette structure, la capacité d'influencer les prix est limitée. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick n'est pas au courant de contrats bilatéraux qui sont indexés au prix marginal de l'énergie d'équilibrage au Nouveau-Brunswick et, par conséquent, l'emploi de l'emprise sur le marché pour influencer le prix marginal aura seulement des répercussions sur le marché du réacheminement.

L'abus relatif à l'emprise sur le marché concernant les prix est atténué davantage du fait que la majeure partie de l'activité dans le marché bilatéral en ce qui a trait aux clients du service standard est réglementée par la Commission de l'énergie et des services publics. Par conséquent, la capacité du fournisseur de service standard ou du fournisseur de production affilié à faire augmenter injustement les prix pour accroître les bénéfices est grandement réduite.

Le seul marché en temps réel ou marché similaire à une mise en commun du Nouveau-Brunswick est celui du réacheminement ou de l'équilibrage où les différences entre la production prévue bilatéralement et la production réelle sont réglées par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Afin d'attirer des producteurs d'électricité indépendants et des clients du marché de gros, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick doit être convaincu que les prix du marché d'équilibrage sont raisonnables. Pour atténuer l'emprise sur le marché, les prix utilisés pour définir la différence entre la production acheminée et la production prévue bilatéralement sont fixés au prix soumis par le fournisseur, plutôt qu'au prix de rajustement du marché marginal, qui pourrait être égal ou supérieur aux prix de soumission retenus. Le marché du Nouveau-Brunswick utilise aussi les mêmes prix de soumission tant pour les hausses que pour les baisses de production. Cette façon de procéder réduit la probabilité que les

prix soient plus élevés ou moins élevés que le coût. Par exemple, une installation de production perdrait de l'argent si elle soumettait un prix plus élevé que son coût et qu'elle devait acheminer l'énergie en aval ou payer l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick à son prix de soumission.

Le réseau de transport contrôlé de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick possède un niveau très faible de congestion et, par conséquent, il y a très peu de chance d'exercer une emprise sur le marché pour influencer la tarification dans des aires géographiques contenues. La congestion peut poser problème dans les grands marchés.

Même si la capacité d'emprise sur le marché en vue d'influencer les prix est faible, il est possible d'empêcher l'entrée sur le marché, ce qui amoindrit grandement la concurrence. Un acteur dominant s'intéressant largement à la distribution, au transport et à la production d'énergie pourrait employer des pratiques visant à empêcher l'entrée de nouveaux acteurs. Ces pratiques comprennent par exemple l'interfinancement des tarifs pour les clients convoités, l'enfermement de clients dans des contrats à long terme, l'achat de centrales sans vocation de service public existantes, l'achat de nouvelles fournitures sur une base non concurrentielle et l'accaparement du transport d'énergie.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick n'a aucune preuve de mesures prises par les participants au marché visant à empêcher l'entrée sur le marché, mais continuera à surveiller l'existence de telles pratiques. L'interfinancement des tarifs et les contrats à long terme sont des questions liées à la réglementation des tarifs qui sont assujetties à l'examen et à l'approbation de la Commission de l'énergie et des services publics lorsque les hausses tarifaires dépassent 3 %. Des hausses tarifaires allant jusqu'à 3 % ont récemment été examinées par la Commission de l'énergie et des services publics, conformément aux instructions du ministre de l'Énergie.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continuera à susciter l'expansion du marché dans la région. Un grand marché avec un plus grand nombre de vendeurs et d'acheteurs limite la possibilité d'emprise sur le marché et permet la concurrence.

Les mesures d'atténuation de l'emprise sur le marché visent à limiter les obstacles qui empêchent l'entrée sur le marché, notamment :

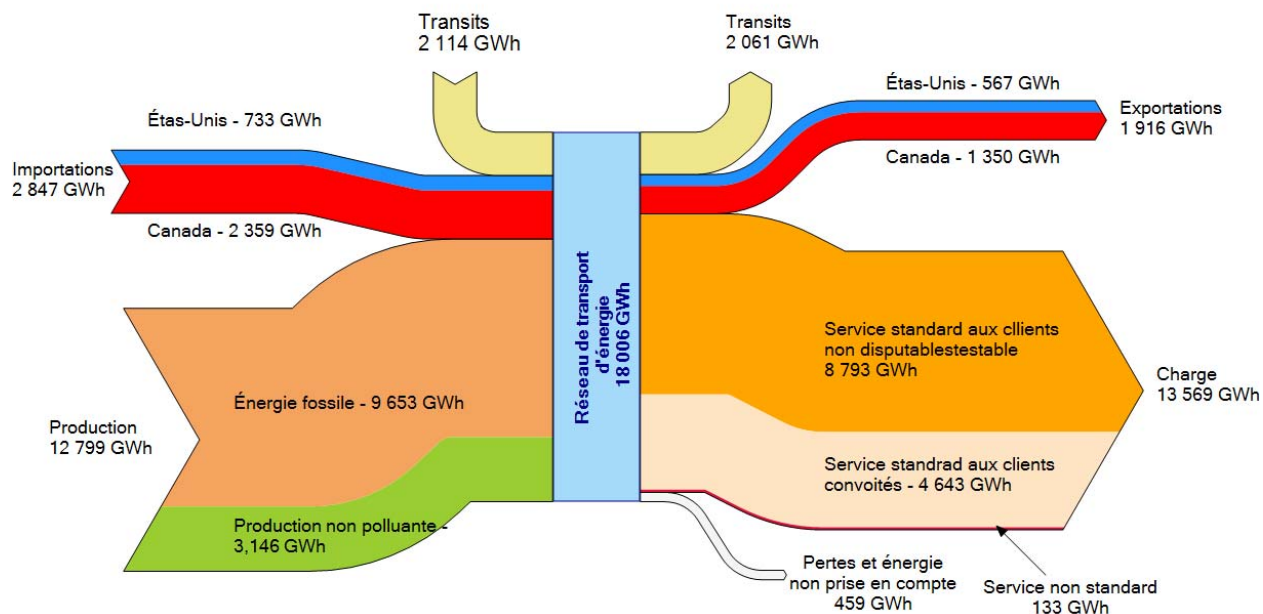
- Procurer un accès non discriminatoire au réseau de transport d'énergie
- Fournir des services accessoires à des tarifs réglementés justes et raisonnables
- Exploiter un marché équilibré doté de prix compétitifs
- Prix équitables pour les énergies de remplacement
- L'administration du tarif et des règles du marché de manière impartiale et indépendante

Dans le cas d'un abus prétendu relatif à une emprise sur le marché, la Commission de l'énergie et des services publics a le pouvoir de faire enquête, d'entendre les plaintes et de trancher l'affaire lorsqu'elle juge qu'il y a abus ou abus potentiel relatif à une emprise sur le marché par un participant au marché.

2.4 Flux énergétiques du marché bilatéral

Les flux du marché prévus pour avril 2008 à mars 2009 sont indiqués à la figure 2 afin d'illustrer les volumes d'injection et de retrait du réseau de transport d'énergie. La largeur des lignes sur le graphique est proportionnelle aux flux énergétiques réels. Ces renseignements permettent d'obtenir une perspective du niveau et de la nature de l'activité.

Figure 2
Opérations du marché bilatéral
Avril 2008 à mars 2009



Les injections prévues dans le réseau de transport d'énergie qui sont illustrées à gauche de la figure 2 sont dominées par la production basée au Nouveau-Brunswick qui représente 71 % du total. Les importations représentent 17 % et les injections restantes qui constituent 12 % sont les flux poussés dans le réseau. La figure 2 montre également le partage entre la production non polluante et la production à partir de combustibles fossiles, la production non polluante représentant 25 % du mélange provincial. Il faut noter que la production industrielle autonome n'est pas comprise dans la figure 2, car elle n'est pas prévue dans le réseau de transport d'énergie. On s'attend à ce que le mélange de production non polluante et de production à partir de combustibles fossiles change au cours du moyen ou long terme avec une demande accrue pour une production non polluante et la remise en service de la centrale nucléaire de Point Lepreau (« Point Lepreau »).

Du côté du retrait ou du côté droit de la figure 2, la charge du Nouveau-Brunswick desservie par le fournisseur de service standard constitue la catégorie dominante avec 75 % du total. Les 25 % restants sont composés des roues (11,5 %), des exportations (10,5 %), de la charge du Nouveau-Brunswick qui n'est pas fournie par le fournisseur

de service standard (1 %) et des pertes liées au transport d'énergie et des pertes non comptabilisées (2,5 %). La charge du Nouveau-Brunswick comprend des charges disputables et non disputables. La charge disputable est utilisée par les clients industriels et municipaux du Nouveau-Brunswick qui ont l'option d'acheter de l'énergie auprès d'un fournisseur autre que le fournisseur de service standard, la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (« Distribution Énergie NB »). Il faut noter que 34 % de la consommation électrique du Nouveau-Brunswick pourrait être fournie par n'importe quel fournisseur.

Une comparaison des injections et des retraits pour la dernière période de déclaration est présentée à la figure 3.

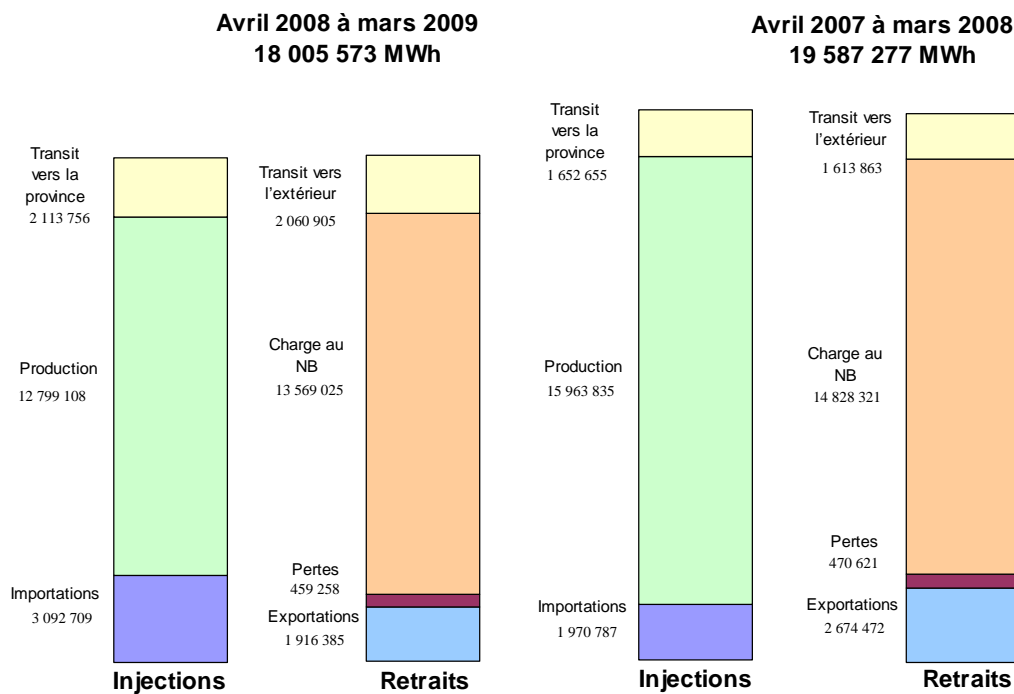
Par rapport au dernier exercice, on a enregistré une diminution de 8 % du montant global de l'électricité qui devait passer dans le réseau de transport d'énergie. Cette diminution est largement attribuable à la baisse enregistrée de la charge au Nouveau-Brunswick, en raison surtout des fermetures d'usine et de la diminution de la production résultant du ralentissement économique. Les exportations étaient grandement en baisse également, ce qui peut être causé par la mise en arrêt de la centrale de Point Lepreau. La diminution globale a été contrebalancée par une hausse de la quantité d'électricité passant dans le réseau du Nouveau-Brunswick.

Les entrées d'électricité dans le réseau de transport d'énergie ont beaucoup changé comparativement à l'an dernier. Le niveau de production d'énergie au Nouveau-Brunswick est à la baisse et les importations sont à la hausse. Ces deux changements sont surtout attribuables au fait que l'installation la plus grande au Nouveau-Brunswick, Point Lepreau, est hors réseau pendant toute l'année en raison d'une remise à neuf prévue. Même si la centrale doit être remise en service en octobre 2009, le projet accuse actuellement du retard.

Comme les prix de l'électricité du Nouveau-Brunswick sont sensibles aux prix des combustibles fossiles et aux coûts de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, on peut s'attendre à ce que les tarifs du service standard subissent des pressions à la

hausse, ce qui pourrait mener à une perte supplémentaire de charge causée par des fermetures d'usines ou une réduction de la consommation (occasionnées par une réduction de la production ou une efficacité énergétique). La hausse des tarifs du service standard pourrait inciter les clients convoités à étudier des solutions de rechange. Cela s'avérera surtout s'il y a diminution des tarifs du marché.

Figure 3
Retraits et injections prévus



2.5 Transport de l'énergie à libre accès

Il est essentiel au bon fonctionnement du marché du Nouveau-Brunswick qu'il existe un libre accès non discriminatoire au réseau de transport d'énergie qui sert de lien entre les acheteurs et les vendeurs. Selon l'article 66 de la *Loi sur l'électricité*, chaque transporteur doit fournir aux participants au marché un accès libre et non discriminatoire au réseau de transport d'énergie conformément aux règles du marché et au tarif de transport à libre accès (« tarif »). La *Loi sur l'électricité* stipule également

que le tarif ayant trait à l'offre de services de transport doit prévoir un accès libre et non discriminatoire aux services de transport.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick administre le tarif et, en tant qu'exploitant indépendant de réseau, garantit aux participants au marché un traitement juste et équitable. Sans un tarif administré de façon indépendante, les nouveaux entrants sur le marché seraient réticents à participer au marché du Nouveau-Brunswick. Le tarif permet l'accès aux marchés d'exportation comme celui de la Nouvelle-Angleterre, lesquels nécessitent une administration législative importatrice pour établir un réseau ouvert.

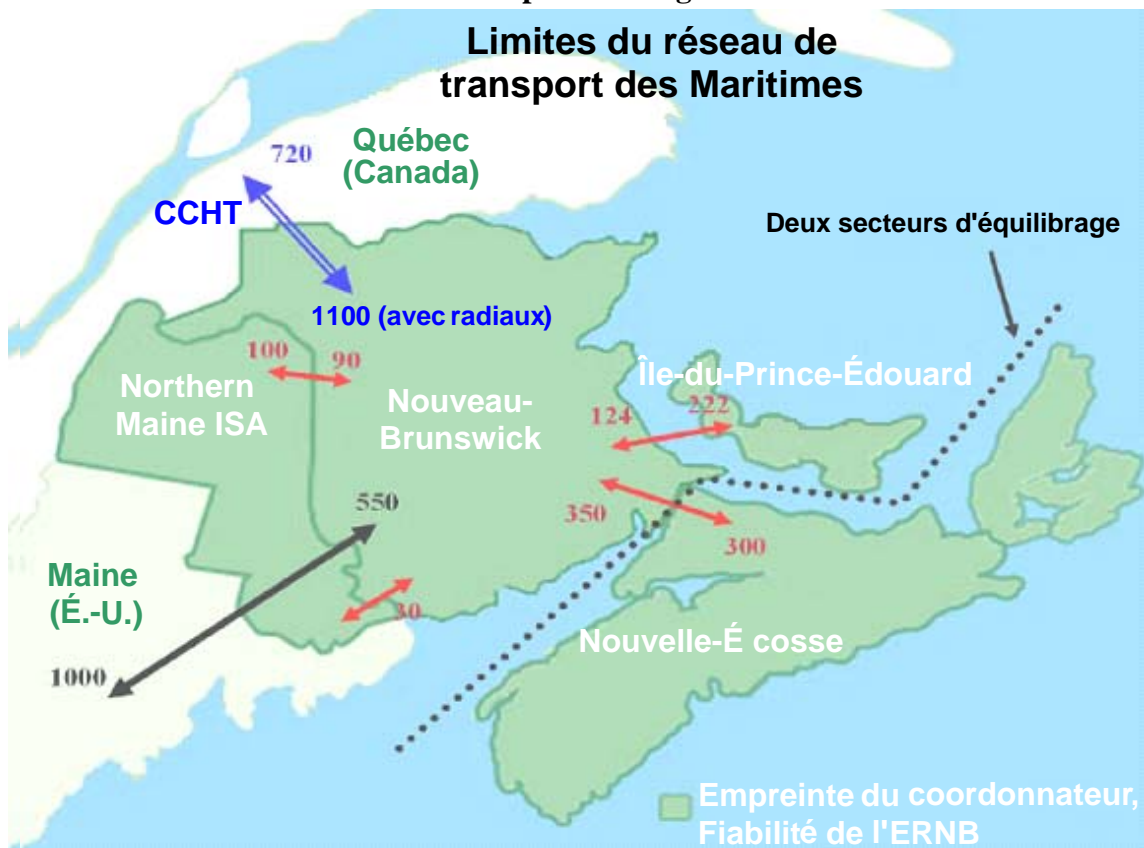
La figure 4 montre la nature hautement interconnectée du réseau de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick. L'existence de plusieurs interconnexions avec les réseaux adjacents augmente la pertinence du maintien de l'accès libre au réseau de transport d'énergie au Nouveau-Brunswick et dans la région. En comparaison avec l'ampleur de la charge intérieure, le niveau d'interconnexion du Nouveau-Brunswick est parmi le plus élevé en Amérique du Nord.

Il y a deux services de transport d'énergie de base : le service réseau et le service point à point. Le service réseau est utilisé par les clients qui injectent et prennent de l'électricité dans le réseau sans indiquer l'emplacement, l'heure ou la quantité de l'injection ou du retrait. Distribution Énergie NB dessert une grande charge à partir de nombreux points et est un exemple de client des services réseau. Le service point à point est utilisé par les clients pour transmettre une quantité particulière d'énergie ou de capacité d'un point à un autre. Par exemple, les clients qui acheminent de l'électricité au Nouveau-Brunswick et à l'extérieur du Nouveau-Brunswick.

Au début de l'ouverture du marché, Distribution Énergie NB était le seul client du service réseau. Depuis lors, la charge de Perth-Andover est devenue un client du service réseau tandis que celle d'Eastern Maine Electric Cooperative l'a été pendant plusieurs années.

Les droits ou les réservations de transport d'énergie concernant les interconnexions pour le service point à point sont conférés à long terme. Les droits de réservations étaient à l'origine conférés par la Commission de l'énergie et des services publics dans sa décision rendue lors de l'audience originale sur le tarif de transport à libre accès. Pour la nouvelle Ligne internationale de transport, les réservations étaient accordées en fonction des soumissions reçues en réponse à un processus d'appel d'offres ouvert. Les demandes de service de transport garanti à long terme sont accordées selon le principe du premier arrivé, premier servi, sauf dans le cas d'une nouvelle capacité de transport qui ne découle pas d'une demande particulière de service. En l'occurrence, ce service est accordé grâce à un processus d'appel d'offres ouvert.

Figure 4
Interconnexions de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick



Les réservations de service de transport garanti à long terme pour l'exportation sont présentées dans le tableau 1.

Tableau 1
Réservations de transport garanti disponibles pour l'exportation

Interface	Capacité de transfert totale	Réservations de transport garanti disponibles
Nouvelle-Écosse	~500	~150
Île-du-Prince-Édouard	~200	~180
Québec	~750	~700
Northern Maine ISA – Nord	~100	~70
Northern Maine ISA – Sud	~30	~17
GIRÉ – Nouvelle-Angleterre	~1 000	0

Bien que l'interface du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité (GIRÉ) – Nouvelle-Angleterre soit pleinement prescrite, une portion des droits sont détenus sur une base conditionnelle. Les participants au marché peuvent demander l'accès jusqu'à concurrence de 188 MW de droits de transport garanti au gestionnaire indépendant du réseau d'électricité–Nouvelle-Angleterre, si on peut montrer qu'il y a un net avantage pour les Néo-Brunswickois. Les droits pour 188 MW sont actuellement détenus par Production Énergie NB.

Les détenteurs de réservations de transport garanti auprès du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité–Nouvelle-Angleterre sont présentés au tableau 2, suivis de la date de cessation. À la date de cessation, le détenteur en cours a le droit de refuser en premier et sa demande de réservation doit être équivalente ou supérieure à la demande rivale.

Même si les droits de transport garanti demandés auprès du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – Nouvelle-Angleterre sont entièrement accordés, la moyenne d'utilisation se situe autour de 25 %, ce qui laisse entendre que l'interconnexion n'est pas entièrement utilisée.

Les réservations de transport d'énergie imprévues sont accordées sur une base non garantie un jour à l'avance, ce qui permet aux autres participants au marché de prévoir

des exportations ou des importations d'énergie, si le détenteur des droits de réservation ne les utilise pas. Les participants au marché qui n'ont pas de réservation peuvent également négocier avec le détenteur de droits de transport en vue de la vente des droits.

Tableau 2

Réservations de transport d'énergie auprès du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité – Nouvelle-Angleterre

Clientèle	MW	Date de cessation
Emera Energy Inc.	2	01/12/2009
Boralex Fort Fairfield Inc.	28	01/01/2010
Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick	200	01/04/2013
Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick	10	01/11/2015
Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick	300	01/11/2015
Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick	100	01/04/2020
Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick	60	01/04/2020
Marketing d'énergie HQ Inc.	300	01/12/2022
Total	1 000	

Dans le cas d'une structure de marché relativement nouvelle, l'indicateur de développement est le nombre de clients accédant aux services de transport d'énergie. Plus le nombre de clients augmente, plus le potentiel de concurrence est important.

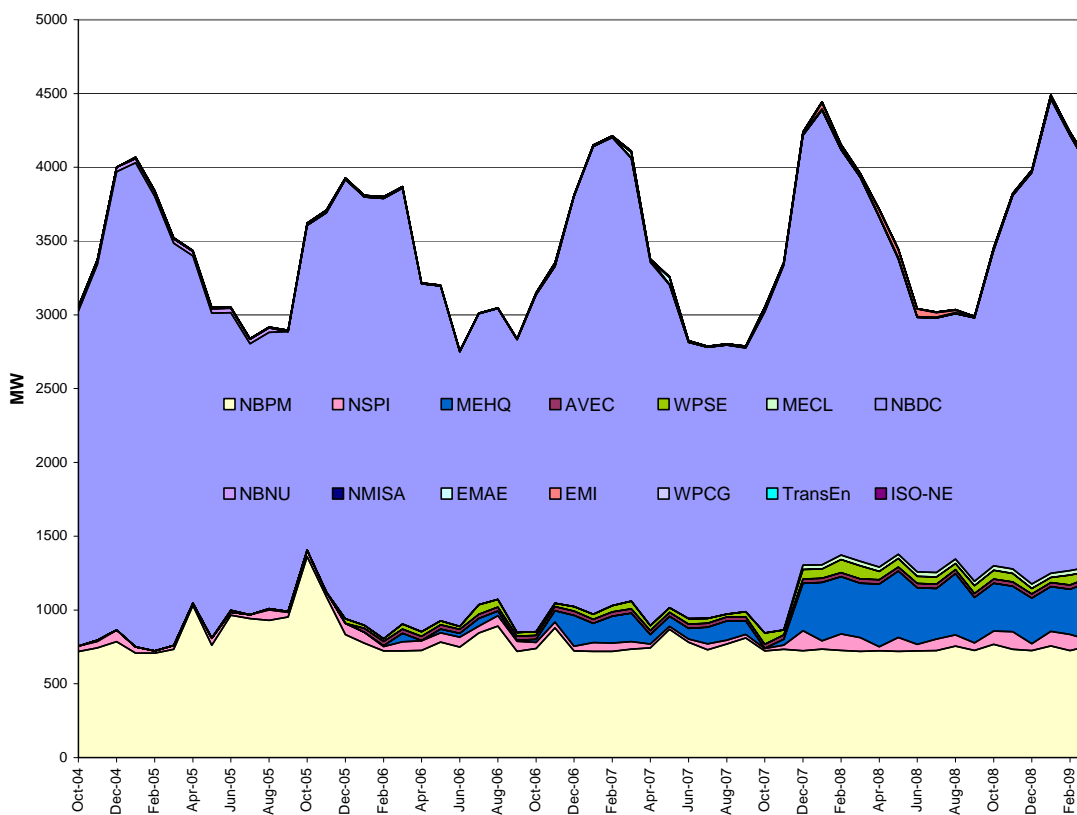
Le nombre de clients ayant recours au service de transport d'énergie augmente constamment passant de quatre en octobre 2004 à quatorze en mars 2009.

La figure 5 montre les achats mensuels de service de transport d'énergie en MW pour chacune des entreprises avec la conversion de toutes les réservations point à point en équivalents mensuels.¹ Cette figure ne montre pas seulement l'augmentation du nombre de parties achetant des services de transport d'énergie, mais aussi la variabilité des ventes de ces services. Pour ce qui est du service réseau du Nouveau-Brunswick, la

¹ Les MW pour les réservations de produits de point augmentent proportionnellement pour refléter les tarifs

variabilité est largement touchée en hiver par la charge pour le chauffage électrique alors que les ventes du service point à point sont touchées par les conditions du marché régional (Québec, Nouvelle-Angleterre, Nouvelle-Écosse, etc.)

**Figure 5 — Achats de service de transport
(Équivalent mensuel en MW)²**



Le potentiel de clients des services de transport d'énergie supplémentaires est élevé avec le développement du concept de centre énergétique par le Nouveau-Brunswick qui promeut la province en tant que fournisseur d'énergie majeur pour les marchés externes. L'emplacement géographique du Nouveau-Brunswick se prête également bien à l'utilisation du réseau de transport d'énergie par nos voisins afin de procéder à la vente ou à l'achat depuis les marchés de la Nouvelle-Angleterre et des provinces de l'Atlantique. L'intérêt relatif aux projets d'énergie éolienne a nettement augmenté tant

préférentiels affichés de ces services.

² Le nom complet des entités qui ont acheté des services de transport d'énergie est indiqué en annexe du présent rapport.

pour la demande d'exportation que la demande provinciale suscitée, en partie, par les normes de portefeuille renouvelable. De plus, l'acheminement du transport d'énergie potentiel à travers le Nouveau-Brunswick du projet hydroélectrique du Bas-Churchill du Labrador créera des possibilités.

Même si le réseau de transport d'énergie existant du Nouveau-Brunswick soutient le développement de la production, l'exportation de gros volumes d'électricité, comme il est sous-entendu dans le concept de centre énergétique, il faudra un transport d'énergie supplémentaire à l'intérieur du Nouveau-Brunswick dans l'ensemble des interfaces et dans les réseaux adjacents. Il faut donc procéder à diverses études techniques et économiques des installations de transport d'énergie pertinentes.

À la demande du ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a publié un document de travail en vue de présenter un aperçu de l'impact d'un réseau de transport d'énergie et des besoins en matière de développement à partir d'un certain nombre scénarios faisant du Nouveau-Brunswick le centre énergétique³. Le document met en lumière la nécessité d'accroître le niveau de la capacité de transfert entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre et la nécessité d'une plus grande collaboration avec nos voisins afin d'accueillir la production variable. Un scénario englobant plusieurs projets, y compris la production de 2 000 MW supplémentaires en énergie éolienne, une centrale de charge de base de 1 165 MW, un terminal de courant continu à haute tension (CCHT) pour accueillir le projet du Bas-Churchill et le projet Maine Reliability nécessiterait un investissement dans le transport d'énergie de l'ordre de 400 millions de dollars. Bien qu'il s'agisse d'un investissement important, ce n'est simplement qu'une fraction des 8 milliards de dollars investis dans les projets de production alimentant le besoin d'une capacité de transport d'énergie additionnelle.

Aux fins de planification à long terme, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick publie un document annuel intitulé *Évaluation sur dix ans de la suffisance des*

³ www.ernb.ca : Accueil > Exploitation > Transport > Planification du réseau de transport > Le réseau d'électricité du Nouveau-Brunswick : Document de travail sur des projets de développement concernant la production et le transport d'énergie, décembre 2008

*installations de production et de transport d'énergie*⁴, lequel offre une perspective sur la nécessité de mises à niveau du transport d'énergie et un aperçu des travaux entrepris pour combler ces besoins. L'évaluation offre également un aperçu sur la nécessité pour la nouvelle production de répondre aux exigences de fiabilité.

Dans le cadre de ses fonctions continues, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick est responsable de calculer le facteur perte applicable à tous les services de transport d'énergie. À partir de l'examen sur les pertes moyennes mensuelles du réseau pour l'année civile de 2008, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a ajusté le facteur perte de 2,50 % à 4,00 %, à compter du 1^{er} février 2009. Après une consultation avec la Commission de l'énergie et des services publics, le facteur de perte a été réduit à 3,30 %, à compter du 1^{er} mars 2009. Le facteur perte de 3,3 % est mentionné dans la section 15.7 du tarif et s'il fallait lui apporter des modifications, cela exigerait d'opérer un changement dans le tarif. Étant donné que les changements effectués au tarif ne sont pas fréquents, le prochain examen du marché produira des recommandations mettant de l'avant un processus entraînant des changements au facteur perte. Il y a de nombreuses raisons d'opérer un changement dans le facteur perte, notamment dans l'emplacement des utilisateurs et des installations de production, la dynamique importations-exportations, la météorologie et l'état physique du réseau de transport d'énergie. Bien que des discussions aient eu lieu sur l'attribution des pertes à chacun des participants au marché, selon l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick, la complexité et le coût pour ce faire l'emporteraient sur les avantages.

2.6 Participation au marché et enregistrement de l'installation

Depuis l'ouverture du marché, il y a des signes positifs, le nombre de participants au marché accrédités et actifs ayant augmenté. La *Loi sur l'électricité* stipule que l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick doit faciliter le fonctionnement d'un marché concurrentiel. Le niveau de participation constitue une mesure de la compétitivité et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continue à établir les endroits où les règles du marché et les tarifs peuvent être modifiés afin d'accroître les possibilités de participation.

⁴ www.ernb.ca : Accueil > Exploitation > Transport > Planification du réseau de transport > Prévision sur 10 ans

Installations de production

L'un des objectifs principaux du projet de restructuration du marché était d'attirer de nouvelles installations de production marchandes au Nouveau-Brunswick, car, de cette façon, les risques d'investissement ne sont pas transférés aux clients. Un des rôles de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick pour permettre un marché concurrentiel est de réduire les obstacles à l'entrée pour les nouvelles installations de production. Les installations de production marchandes ont besoin de règles claires concernant le raccordement au réseau, le fonctionnement du marché et l'information sur le marché, ainsi que d'un degré de confiance qui leur permet de croire que l'administrateur des règles les traitera de façon équitable.

Bien qu'une majorité des installations de production existantes soient enregistrées sur le marché par Production Énergie NB, il y a eu quand même plusieurs installations qui se sont enregistrées sur le marché néo-brunswickois au cours de la dernière période de déclaration. Un bon nombre de ces installations sont situées dans des compétences administratives adjacentes et offrent un plus grand choix dans l'optimisation et l'équilibrage du réseau, ce qui donne lieu à une réduction des coûts globaux.

En décembre 2008, le parc éolien de Kent Hills de 96 MW est entré en production. Il représente la première nouvelle installation de production construite au Nouveau-Brunswick depuis l'ouverture du marché d'énergie éolienne et constitue l'un des plus grands parcs éoliens au Canada atlantique. La production est achetée par Distribution Énergie NB et sert à répondre au Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables du Nouveau-Brunswick. Il s'agit du premier parc éolien au Nouveau-Brunswick. Comme deuxième installation, le parc éolien de Caribou Mountain de 99 MW est actuellement en construction et devrait entrer en production à l'automne 2009. Il a été construit pour répondre au Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables du Nouveau-Brunswick.

Les débouchés pour les nouvelles installations de production au Nouveau-Brunswick incluent les marchés intérieurs et de l'exportation ainsi que les besoins de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick en matière d'équilibrage. Le marché intérieur inclut les fournisseurs de service standard, les entreprises de services publics municipales et les grandes industries. Les principaux facteurs déclencheurs des nouvelles installations de production seront les suivants :

- le Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables du Nouveau-Brunswick;
- remplacement de la production à partir de combustible fossile à coût élevé au Nouveau-Brunswick et ailleurs;
- les règlements sur les gaz à effet de serre en attente;
- augmentation importante de la charge en Nouvelle-Angleterre;
- normes du portefeuille renouvelable en Nouvelle-Angleterre;
- déclassements des centrales;
- charge disputable du Nouveau-Brunswick quittant le service standard.

L'augmentation de la charge du Nouveau-Brunswick ne devrait pas être un facteur des nouvelles installations de production. En réalité, avec les fermetures récentes des grandes installations industrielles, la croissance de la charge à court terme a été négative. En outre, l'Agence d'efficacité énergétique du Nouveau-Brunswick accroît ses efforts d'efficacité énergétique, réduisant ainsi encore davantage la charge. Le rapport *Évaluation sur dix ans* de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick indique que le Nouveau-Brunswick a une capacité excédentaire pour les dix prochaines années et on prévoit qu'elle se poursuivra bien au-delà de dix ans.

La demande en production à partir d'énergies renouvelables pourrait également encourager le redéveloppement des sites hydroélectriques existants comme cela a été le cas pour le site hydroélectrique de St. George. La production accrue de l'installation est certifiée Éco-Logo et est en mesure d'approvisionner le marché des énergies renouvelables.

L'un des principaux avantages du développement du Nouveau-Brunswick est la capacité à recevoir de nouvelles installations de production. Cela se manifeste par le

soutien public envers la remise à neuf de Point Lepreau et la construction de l'installation de gaz naturel liquéfié et, qui plus est, par le solide appui du gouvernement en vue de faire du Nouveau-Brunswick un centre énergétique dans la région. Avec plusieurs projets majeurs, la main-d'œuvre soutenant les projets actuels et futurs est de plus en plus importante.

D'un point de vue géographique, la province est proche des charges majeures de la Nouvelle-Angleterre et des Maritimes et a un fort réseau de transport d'énergie en libre accès. Les ports en eau profonde libres de glace toute l'année fournissent un accès aux combustibles et le potentiel de catastrophes naturelles telles que les ouragans et les tremblements de terre est faible. Les sources d'énergie indigènes du Nouveau-Brunswick comprennent la biomasse, des petites quantités de gaz naturel et un régime éolien de classe mondiale. La stratégie de centre énergétique du Nouveau-Brunswick associée à un petit gouvernement qui réagit rapidement aux besoins des promoteurs soutient également la capacité à recevoir de nouvelles installations de production.

Un bon indicateur du potentiel lié aux nouvelles installations de production au Nouveau-Brunswick est le nombre d'études d'impact sur le réseau menées. L'étude d'impact sur le réseau est l'une des étapes préliminaires requises du processus de connexion au transport d'énergie. Même s'il n'est pas garanti que ces projets seront mis en place, ils indiquent le nombre de promoteurs qui sont sérieux. Au 31 mars 2009, on comptait onze projets en liste d'attente pour l'étude d'impact sur le réseau. Le projet d'énergie éolienne Benjamin constituait le seul nouveau projet demandant une étude au cours de la période de déclaration.

Il est intéressant de noter que tous les projets demandant une étude visaient le développement de l'énergie éolienne. Les principaux facteurs de l'énergie éolienne comprennent le besoin qu'a Distribution Énergie NB d'atteindre les objectifs provinciaux en matière d'électricité renouvelable, la demande croissante en électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, le marché du crédit de l'énergie renouvelable de la Nouvelle-Angleterre et l'énergie éolienne qui devient de plus en plus stable du point de vue économique.

On prévoit que les projets éoliens initiaux du Nouveau-Brunswick seront sous contrat avec Distribution Énergie NB pour une partie ou l'ensemble de leur production. Certaines autres productions d'énergie éolienne seront plus probablement exportées, la Nouvelle-Angleterre étant la destination probable.

Étant donné l'intérêt croissant pour l'énergie éolienne, les responsabilités de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick lui demandent de réagir au besoin connexe de planification du réseau, de décisions stratégiques, d'interconnexion et d'intégration. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick prépare une série de modifications à apporter aux règles du marché qui traitent précisément de l'énergie éolienne et d'autres types d'installations similaires de production variable intermittente. Les changements sont conçus de sorte que l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick sera en mesure d'accueillir avec fiabilité une pénétration importante de la production variable intermittente tout en maximisant sa production. L'adoption précoce des modifications réduira au minimum les modifications après coup requises pour accueillir des niveaux plus élevés de production variable. Les grands objectifs poursuivis par les modifications sont les suivants :

- établir des règles en matière de règlement qui reconnaissent les installations de production variable intermittente comme des preneurs de prix;
- reconnaître la nature incontrôlable des installations de production variable intermittente et offrir des exemptions pour les règles applicables aux installations de production classiques;
- établir les exigences en matière de données et de contrôle de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick;
- ajouter de la clarification aux règles lorsque leur application aux installations de production variable intermittente est ambiguë;
- établir le rôle de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick en ce qui concerne la prévision de la production variable intermittente et l'incorporation des résultats de prévision aux fonctions d'optimisation et d'acheminement du réseau;
- exiger que l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick avertisse, dans les plus brefs délais, les participants au marché des situations excédentaires visant

les énergies nouvelles afin de donner la possibilité de trouver des solutions sur le marché;

- reconnaître les valeurs d'attributs renouvelables des installations de production dans l'acheminement de la production afin de répondre à la charge.

Pour comprendre les bienfaits de la production d'énergie éolienne à grande échelle, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et le ministère de l'Énergie ont demandé à Ea Energy Analyses (« EA ») d'effectuer une scénarisation du marché régional afin d'évaluer la rentabilité de l'exploitation de l'énergie éolienne à grande échelle. Le rapport intitulé *Large Scale Wind Power in New Brunswick – A regional study towards 2025* est disponible sur le site Web de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (www.ernb.ca). L'étude a conclu que la production de 5 500 à 7 500 MW d'énergie éolienne dispersée dans toute la région des Maritimes peut occasionner des avantages à chacune des provinces Maritimes ainsi qu'aux États de la Nouvelle-Angleterre. Le Québec n'a pas été inclus explicitement dans l'analyse, mais il s'attend d'en profiter en fournissant de l'énergie d'équilibrage. Même si les prix du combustible fossile ont baissé depuis l'étude, une quantité importante d'énergie éolienne peut encore être exploitée sur le plan économique tant et aussi longtemps que les tensions sur les coûts du carbone continuent à croître et que l'on assure le maintien de normes du portefeuille renouvelable.

Le rapport d'Ea Energy Analyses comportait des recommandations qui sont communes dans bien des études d'intégration de l'énergie éolienne. Une intégration efficace exigera une diversité géographique de l'énergie éolienne, une collaboration régionale, une flexibilité accrue dans la production et la charge et une prévision exacte relative à l'énergie éolienne. La nature de la collaboration recommandée va au-delà de l'inclusion des exploitants de réseau dans le marché ou de la réforme de la politique qui requiert une collaboration politique. Une plus grande coopération de la part des exploitants de réseau augmenterait la capacité du réseau régional d'accueillir la nature variable de la production d'énergie renouvelable désirée grâce à une flexibilité accrue tout en réduisant la variabilité et les erreurs de prévision liées à la production totale d'énergie éolienne.

Pour favoriser l'amélioration de l'efficacité du marché, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et le gestionnaire indépendant du réseau d'électricité-Nouvelle-Angleterre ont mené un projet pilote sur la programmation intra-horaires. Le marché de gestionnaire indépendant du réseau d'électricité-Nouvelle-Angleterre effectue un acheminement d'une durée de 5 minutes à l'intérieur de son marché, mais programme les importations en provenance du Nouveau-Brunswick sur une base horaire. Le but du projet pilote est de tester les mécanismes requis pour effectuer les modifications à l'heure sur la base des demi-heures. Au fur et à mesure que les conditions changent au cours de l'heure, il est possible d'en tirer avantage sur le plan économique en apportant des modifications fréquentes à l'heure. Le projet pilote était instructif dans le sens où il a amélioré la compréhension que les deux exploitants de réseau ont de leur marché respectif. Un essai en direct a été mené en mars 2009 et, comme on s'y attendait, il a révélé certaines améliorations à apporter au réseau avant la mise en œuvre complète.

Outre l'énergie éolienne, d'autres installations de production ont le potentiel d'être construites et enregistrées par la suite par un participant au marché autre que Production Énergie NB. Ces projets pourraient comprendre des centrales nucléaires supplémentaires à Point Lepreau, la cogénération à l'installation de gaz naturel liquéfié (GNL) et la production de biomasse.

Le côté économique des conditions du marché actuel semble être le principal obstacle à la mise en place de nouvelles installations de production au Nouveau-Brunswick pour desservir la charge du Nouveau-Brunswick. La capacité est suffisante pour répondre aux besoins à court terme et, au vu de l'économie à court terme, le coût total de la nouvelle installation de production doit être inférieur aux coûts variables de la production existante. Étant donné le prix élevé des combustibles fossiles et les règlements sur les gaz à effet de serre en attente, à plus long terme, on peut supposer que la nouvelle installation de production d'énergie propre pourrait être construite à un prix abordable afin de supplanter la production à partir des combustibles fossiles.

Les éléments suivants ont également été déterminés comme des obstacles potentiels à la construction de nouvelles installations de production :

- l'existence de ce qui est en réalité un marché à acheteur unique aux fins d'utilisation locale, ce qui limite l'accès à de nouveaux acteurs;⁵
- l'absence de réservations à long terme de la capacité sur l'interface entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre réduit la certitude de l'accès au marché de la Nouvelle-Angleterre;
- la complexité du processus impliqué (p. ex. processus de connexion, ententes de connexion, tarifs, règles du marché ainsi que taux, modalités et conditions du service standard) et le manque d'experts-conseils, de spécialistes du marketing et de revendeurs qui comprennent les détails de ces processus;
- les divers domaines d'incertitude de toute analyse de rentabilisation en vue de la construction d'une nouvelle installation de production (p. ex. les règlements/taxes sur les gaz à effet de serre, les marchés du crédit pour l'énergie renouvelable, les prix du combustible et l'absence de contrat à long terme);
- l'absence de demande au Nouveau-Brunswick et les besoins en matière de capacité résultant de la croissance de la charge intérieure relativement faible associée aux plans visant à mettre en place de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable afin d'atteindre les objectifs indiqués dans le *Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables*⁶ et l'effet des programmes d'Efficacité NB visant à réduire l'utilisation d'électricité intérieure.

Installations de transport de charge

Une approche délibérée et contrôlée a été utilisée par la province du Nouveau-Brunswick pour établir le marché, comme il a été recommandé dans le *Livre blanc, Politique énergétique du Nouveau-Brunswick* de 2001. Les clients ont reçu une protection contre les perturbations de tarifs ou les changements dans les niveaux de risque qui auraient pu survenir autrement si le marché s'était constitué avec des conceptions de marché plus vigoureuses. Cette protection a été fournie grâce à l'offre de service standard qui permet d'avoir accès aux installations de production en vertu d'ententes à long terme à des prix fondés sur des coûts inévitables. Cette façon de procéder réduit l'exposition des clients du service standard aux prix du marché.

⁵ Même si environ 40 clients directement reliés au système de transport du Nouveau-Brunswick ont le droit d'acheter de l'énergie auprès d'un autre fournisseur, ils ne l'ont pas fait à ce jour, comme cela est discuté ici.

⁶ <http://www.gnb.ca/0062/PDF-regs/2006-58.pdf>

Même si les clients convoités doivent continuer à utiliser le service standard, les entreprises des services publics municipales et les grandes industries (clients convoités) reliées au réseau de transport d'énergie ont le choix d'acheter de l'électricité auprès d'un autre fournisseur. Jusqu'ici, aucun client disputable n'a quitté le service standard. Depuis l'ouverture du marché, les prix du marché de l'énergie électrique ont considérablement augmenté en parallèle à l'augmentation des prix des combustibles (pétrole, charbon et gaz naturel). En négligeant la production extérieure, la production au mazout est généralement marginale au Nouveau-Brunswick et le gaz naturel est généralement marginal en Nouvelle-Angleterre. Les prix des exportations d'Hydro-Québec sont sans doute influencés par la valeur régionale de l'énergie (c.-à-d. que la société d'énergie est incitée à vendre au meilleur soumissionnaire). Par conséquent, au lieu de délaissier les tarifs du service standard et adopter la tarification basée sur les coûts marginaux dans le marché, les clients convoités sont devenus attentifs à la volatilité des prix marginaux du marché, à l'instar de ce qu'ils avaient connu directement lorsqu'ils achetaient du pétrole, du charbon et/ou du gaz naturel.

Bien que les tarifs du service standard aient nettement augmenté ces dernières années, leur hausse a été atténuée si l'on tient compte de l'impact de la perturbation des tarifs. La dernière décision tarifaire de la Commission de l'énergie et des services publics a maintenu à un niveau bas les ratios de couverture des intérêts du fournisseur de service standard pour minimiser l'impact sur les tarifs. Un ratio de couverture des intérêts plus faible a un effet composé puisqu'il fait aussi baisser les paiements au lieu des taxes. La Commission de l'énergie et des services publics a également adopté le principe de changements graduels et d'évitement de la perturbation des tarifs en traitant les ratios recettes/coûts pour les clients n'appartenant pas à la tranche de 0,95 à 1,05. Ces mesures maintiennent les tarifs du service standard à un niveau inférieur pour certains clients, mais réduisent la probabilité qu'un client quitte les services standard.

D'avril 2008 à mars 2009, Distribution Énergie NB a estimé que les tarifs moyens réglementés seront de 66,7 \$/MWh pour les clients secteur industriel-transport et de

81,4 \$/MWh pour les entreprises municipales usagers de gros⁷. Le prix moyen du marché en temps réel en Nouvelle-Angleterre au cours de la même période était de 74,6 \$/MWh.

Outre les tarifs réglementés favorables par rapport aux tarifs actuels du marché, il a été déterminé que les questions suivantes constituaient des entraves aux clients quittant le service standard.

- L'ordre de grandeur des frais de sortie n'est pas connu. Les frais de sortie sont les frais qu'un client doit payer au fournisseur du service standard si le client choisit de s'approvisionner auprès d'un nouveau fournisseur. L'objet de ces frais est de maintenir intacts les clients du service standard restants. Les changements récemment apportés à la *Loi sur l'électricité* qui prévoient une audience de la Commission de l'énergie et des services publics sur l'établissement de la méthode afin de fixer les frais de sortie sans qu'une demande réelle de sortie ne soit présentée devraient en partie atténuer certaines incertitudes. Les frais de sortie sont principalement déterminés en fonction des coûts que Distribution Énergie NB évite en raison de la perte de charge. La discussion sur les frais et les conditions de sortie qui doivent exister pour soutenir une analyse de rentabilisation concernant le départ de la charge du service standard est présentée plus en détail à l'annexe 2.
- L'incertitude caractérisant la facturation du service standard, la programmation des opérations de transport d'énergie et le règlement concernant les marchés, dans le cas où un client du service standard choisit d'approvisionner une partie de sa charge auprès d'un autre fournisseur.
- La capacité d'une nouvelle charge à recevoir un taux d'escompte pour la conclusion d'un contrat de 5 ans avec le fournisseur du service standard.

Pour les clients qui quittent le service standard, certains risques sont atténués du fait qu'ils peuvent retourner au service standard une année après l'avoir quitté tant et aussi longtemps que cela ne provoque pas une augmentation des coûts pour les autres clients. S'il y a augmentation des coûts, le fournisseur de service standard peut fournir de l'électricité sur une base autre que le service standard.

Même si aucune charge physiquement située en dehors du Nouveau-Brunswick n'a choisi de rejoindre le marché du Nouveau-Brunswick, il existe un potentiel, en particulier dans le nord du Maine et l'Île-du-Prince-Édouard.

⁷ Source : Trousse de renseignements relative à la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie

Dans certains marchés, certaines charges peuvent acheter de l'énergie à partir d'une mise en commun basée sur les soumissions des installations de production. Le prix d'achat est généralement celui de la production soumise au plus offrant faisant partie de la mise en commun afin de répondre à la charge requise. Ce marché n'existe pas au Nouveau-Brunswick, mais certaines charges se sont dites intéressées à combler leurs besoins en électricité à partir de ces marchés.

2.7 Marché de réacheminement

Pour soutenir le marché bilatéral et assurer un fonctionnement fiable du réseau de transport d'énergie, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick exploite un marché de réacheminement afin d'optimiser l'offre et de combler les écarts en temps réels dans le réseau.

Le marché est basé sur des prix de soumission présentés par les installations de production ou les charges. Les installations de production doivent présenter des prix de soumission à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick pour la production en entier des installations afin de combler les besoins en matière de capacité de la charge. Les installations de production et les charges (des installations de réacheminement externes⁸) qui ne sont pas une ressource dont la capacité est engagée ont également la possibilité de présenter des prix de soumission.

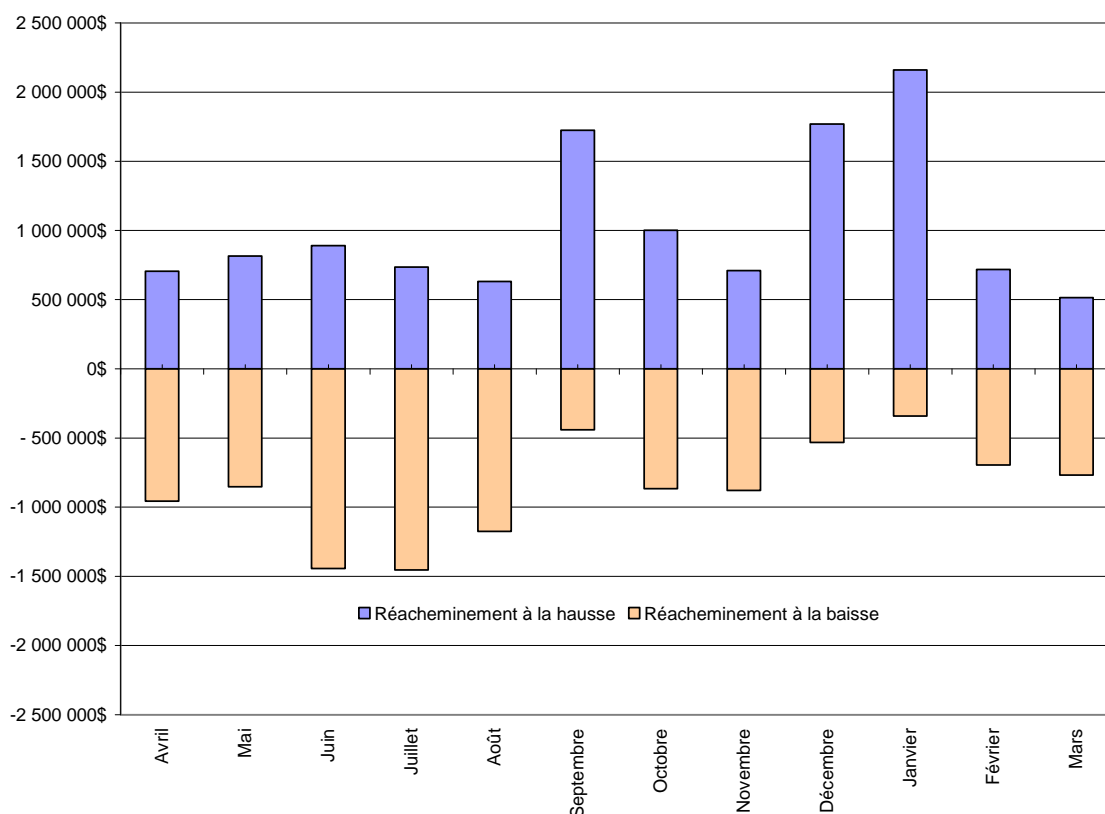
Peu avant l'heure, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick prévoit la charge et optimise le mélange de la production afin de desservir avec fiabilité la charge au moindre coût basé sur les prix de soumission obtenus des installations de production. Dans l'heure qui suit, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick varie le niveau de production afin de maintenir un équilibre entre l'offre et la demande. L'optimisation et l'équilibrage sont réalisés en émettant des directives d'acheminement aux installations de production en vue de produire plus ou moins d'électricité. La différence entre le

Nouveau-Brunswick, recettes et coûts prévus pour 2009-2010, avril 2009

⁸ Une installation externe pouvant être acheminée est une installation ou un groupe d'installations de production situé en dehors du Nouveau-Brunswick, qui est enregistré auprès de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et qui peut être acheminé par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick.

calendrier équilibré et les directives d'acheminement données aux installations de production représente le marché de réacheminement. En 2008-2009, l'activité du marché de réacheminement s'élevait environ à 22,8 millions de dollars, soit environ 3 % de l'activité de production sur le marché bilatéral. La figure 6 présente la valeur mensuelle du dollar des fluctuations à la hausse et à la baisse du réacheminement. Un réacheminement à la hausse a lieu lorsque l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick demande à un producteur d'électricité de produire plus d'énergie que la production prévue. Dans ce cas, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick paie le producteur d'électricité pour la production en surplus. La situation inverse s'applique aussi pour un réacheminement à la baisse.

Figure 6
Reacheminement mensuel 2008-2009 (en\$)



L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick règle financièrement les écarts dans les calendriers de charges selon le coût marginal horaire définitif (« CMHD ») qui est le coût marginal du réseau. Les écarts entre la directive d'acheminement envoyée aux

installations de production et la production réelle sont également réglés selon le coût marginal. Lorsque l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick demande un changement dans le niveau de production, ce changement est réglé auprès des installations de production au prix de soumission des installations. Suivant cet arrangement, les installations de production sont maintenues intactes si elles présentent des soumissions qui reflètent leurs coûts opérationnels ou leurs coûts d'occasions manquées.

Raisons expliquant pourquoi l'acheminement de la production peut être différent de celui indiqué dans le calendrier équilibré.

- Erreurs de prévision de la charge implicites dans les calendriers équilibrés.
- Calendriers équilibrés qui ne sont pas optimisés.
- Différences entre les pertes prévues et les pertes réelles.
- Contraintes de transport d'énergie.
- Non-comptabilisation de l'électricité.
- Énergie involontaire des interfaces avec les autres réseaux.

Le marché de réacheminement peut améliorer l'efficacité générale du marché de l'électricité, car il est basé sur le coût moindre. Il offre aussi une occasion à la production non liée au marché bilatéral de vendre son énergie sur le marché du Nouveau-Brunswick, et ce, à moindres coûts sans causer de préjudice financier aux participants du marché bilatéral.

L'établissement d'un marché liquide dans ce produit de réacheminement est important pour la continuation d'une tarification non dissuasive de l'énergie d'équilibrage, qui deviendra plus importante et plus controversée, avec la hausse des volumes des déséquilibres énergétiques prévue en raison de l'erreur de prévision de la production d'énergie éolienne.

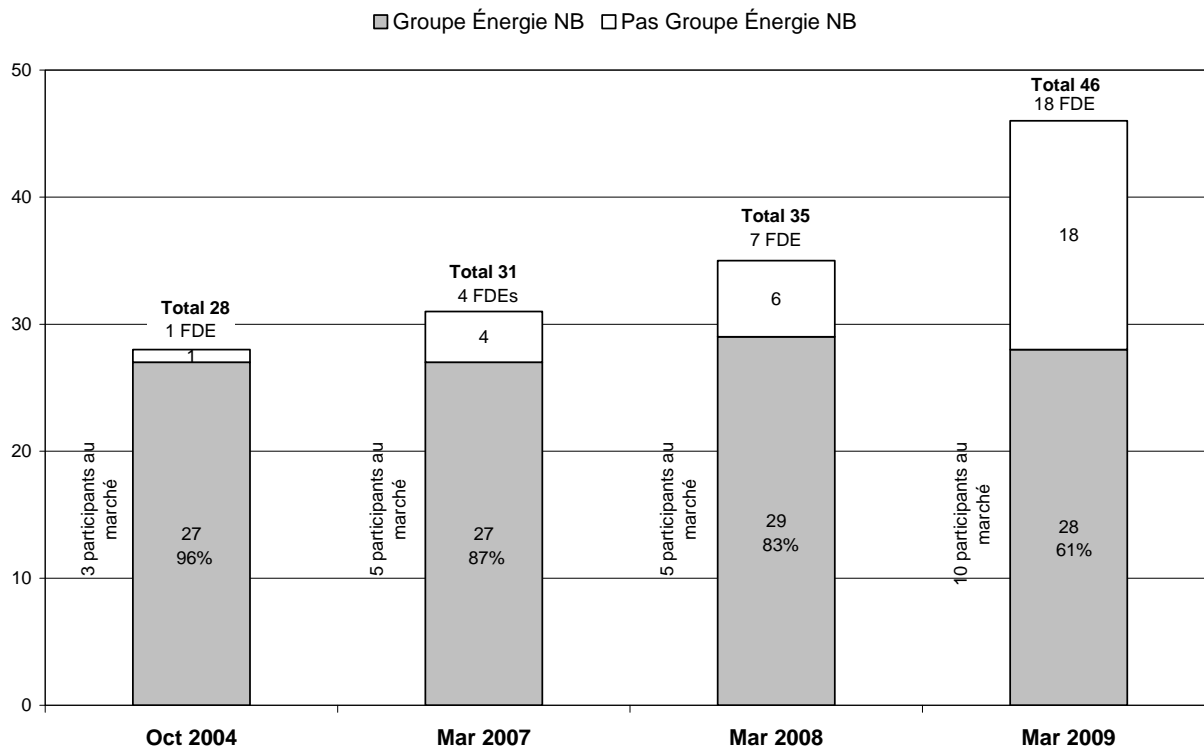
La figure 7 illustre la progression du marché depuis son ouverture en octobre 2004. Du fait que l'introduction de participants au marché supplémentaires se poursuit sur le

marché de réacheminement et du fait que le volume de demande de soumissions et de réacheminement de plusieurs acteurs augmente, la pression concurrentielle sur les demandes de soumissions se maintiendra, réduisant ainsi la dépendance à l'égard de l'observation du marché. Cela permettra également de réduire le fardeau qui pèse sur Production Énergie NB en tant que fournisseur unique d'énergie d'équilibrage.

À compter du 31 mars 2009, 46 installations étaient enregistrées sur le marché du Nouveau-Brunswick, représentant une hausse de 31 %. Douze installations ont été ajoutées et une a été retirée. Tous les ajouts étaient des installations externes pouvant être acheminées à l'exception du parc éolien de Kent Hills. Le nombre de participants au marché a considérablement augmenté allant de cinq à dix. Bien que la majeure partie de l'activité d'acheminement au marché se produise au sein du groupe d'entreprises Énergie NB, la hausse du nombre de participants au marché et du nombre d'installations représente une évolution positive du marché concurrentiel de réacheminement du Nouveau-Brunswick.

Figure 7

Installations enregistrées



2.8 Coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick

Le coût marginal horaire définitif représente le coût pour fournir le dernier MWh d'énergie dans le réseau du Nouveau-Brunswick, basé sur les prix de soumission présentés à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Il s'agit essentiellement du prix marginal de l'énergie électrique d'équilibrage du marché du Nouveau-Brunswick étant donné que les écarts dans la charge ou la production sont réglés au coût marginal horaire définitif.

La figure 8 contient deux graphiques; le graphique du haut illustre le coût marginal horaire définitif pour l'énergie d'équilibrage du Nouveau-Brunswick et le graphique du bas montre les prix en temps réel du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité (GIRÉ) Nouvelle-Angleterre au nœud d'établissement des prix du Nouveau-Brunswick. Les graphiques montrent les prix horaires et le prix hebdomadaire moyen évolutif. Les prix sont indiqués pour la même marchandise, au même endroit, à la même heure, dans la même monnaie, mais pour des marchés différents. Par conséquent, il est utile de comparer les prix pour obtenir un aperçu de leur relation.

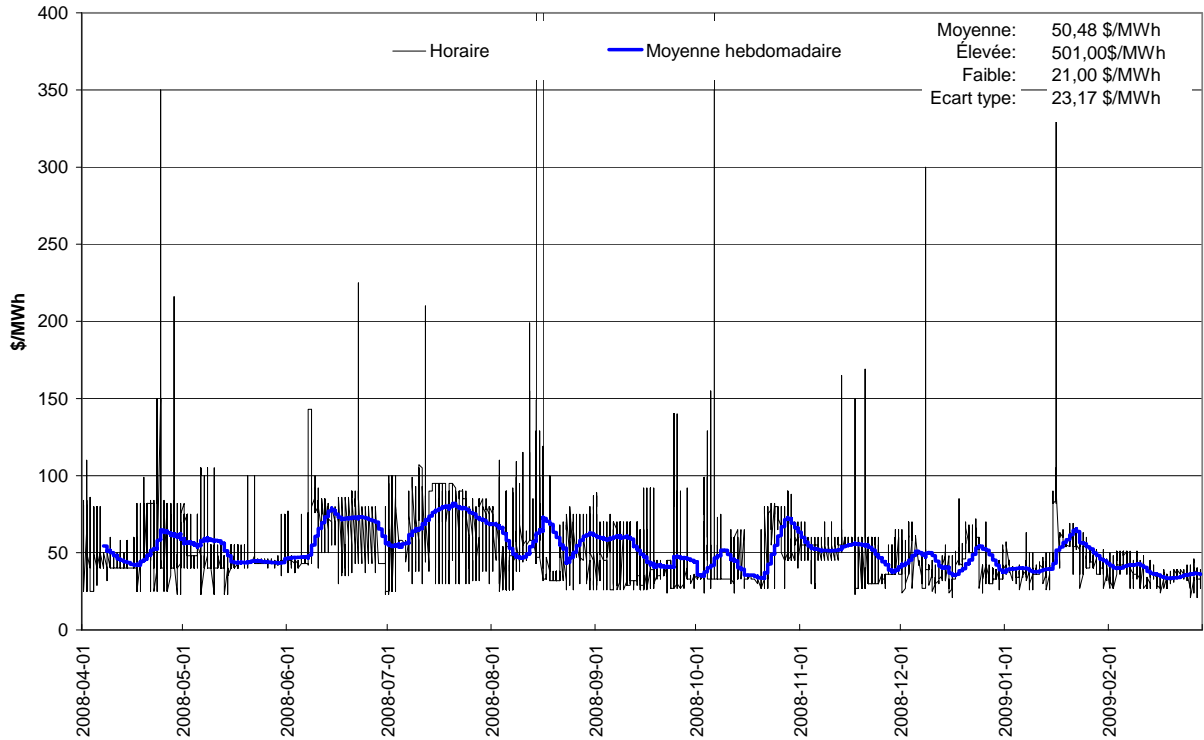
Même s'il est clair à partir des deux graphiques qu'il n'existe pas de corrélation parfaite entre les prix, il existe quand même un lien. Le prix de la Nouvelle-Angleterre est généralement plus élevé que celui du Nouveau-Brunswick, mais leurs plafonds et planchers semblent correspondre. Lorsque les prix de la Nouvelle-Angleterre montent et descendent, les prix du Nouveau-Brunswick en font autant. Les pointes du prix hebdomadaire moyen à la fin décembre 2008 et à la fin janvier 2008 sont de bons exemples illustrant ce lien. Cela indiquerait que le prix de la Nouvelle-Angleterre a une incidence sur le prix marginal du Nouveau-Brunswick ou que les prix sont influencés par des facteurs semblables tels que le prix du pétrole et de l'essence. Pendant les périodes où le prix de la Nouvelle-Angleterre est plus élevé que celui du Nouveau-Brunswick, on peut s'attendre à ce que les installations de production présentent des soumissions qui reflètent les prix de la Nouvelle-Angleterre, étant donné qu'elles ont l'occasion de vendre en Nouvelle-Angleterre au lieu de fournir de l'énergie

d'équilibrage au Nouveau-Brunswick. À l'inverse, durant les périodes où les prix de la Nouvelle-Angleterre sont plus faibles, le niveau des importations augmentera, ce qui diminuera le niveau de la charge à desservir par les installations dans le marché du Nouveau-Brunswick et réduira la nécessité d'une production plus coûteuse.

Dans l'ensemble, le prix du Nouveau-Brunswick affiche un niveau de variabilité légèrement inférieur au prix du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité-Nouvelle-Angleterre. Le prix annuel moyen du Nouveau-Brunswick était de 50,48 \$/MWh, ce qui est nettement inférieur au prix annuel moyen de la Nouvelle-Angleterre qui est de 74,64 \$/MWh. Le prix hebdomadaire moyen chute rarement en dessous de 50 \$/MWh en Nouvelle-Angleterre alors que la moyenne hebdomadaire du coût marginal horaire définitif reste inférieure à 50 \$/MWh pendant une partie importante de l'année. Bien que les prix du Nouveau-Brunswick aient des prix en pointe plus élevés, soit jusqu'à concurrence de 501 \$/MWh, il y avait un nombre moins élevé d'heures qui se situait au-dessus de 150 \$/MWh comparativement aux prix du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité-Nouvelle-Angleterre.

La figure 9 illustre la différence entre les prix du Nouveau-Brunswick et ceux de la Nouvelle-Angleterre, en temps réel et sous forme d'une courbe de durée.

Figure 8
Prix horaires au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Angleterre
Coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick (Avril 2008 à mars 2009)



Prix marginal horaire en fonction de l'emplacement GIRE-NA au noeud d'établissements des prix du N.-B. (avril 2008 à mars 2009)

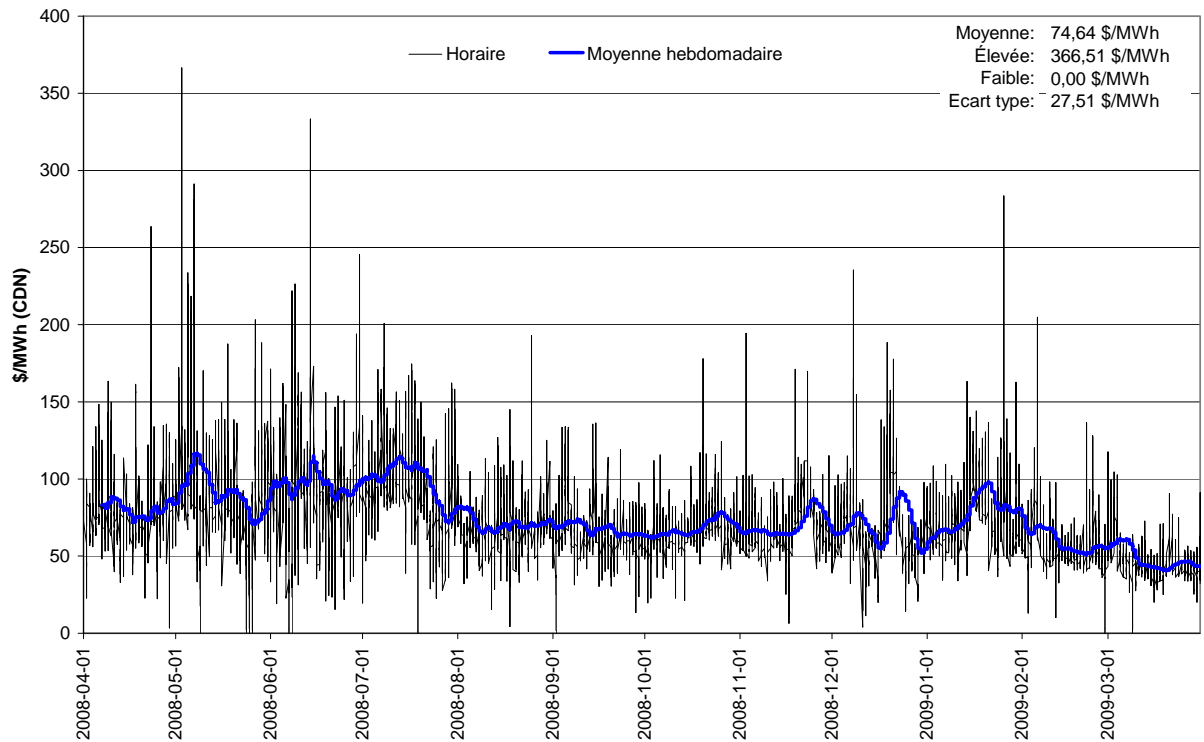
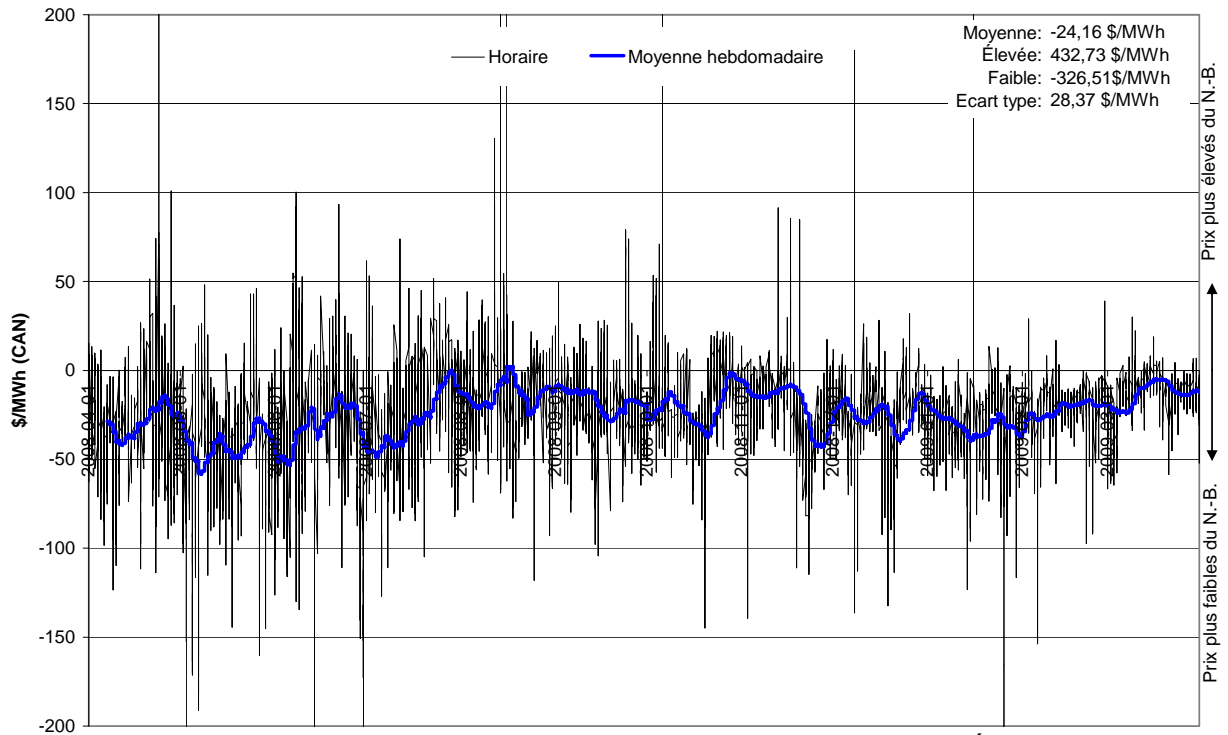
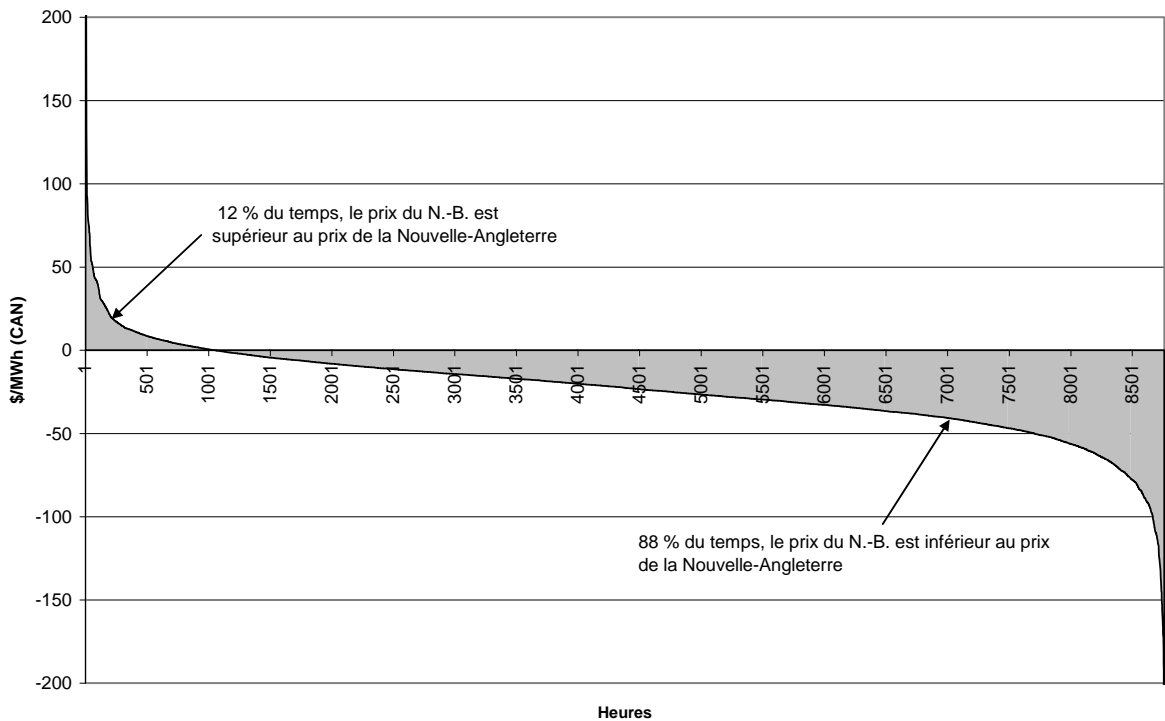


Figure 9 Différence entre les prix marginaux horaires du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre

Différence de prix CMHD du N.-B. et LMPGIRÉ-NA pour le noeud d'établissement des prix du N.-B. (avril 2008 à mars 2009)



Coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick moins le prix du NB GIRÉ-NA – Tri par prix delta Avril 2008 à mars 2009



Les valeurs positives représentent les moments où le coût marginal horaire définitif est supérieur au prix de la Nouvelle-Angleterre. En moyenne, le prix de la Nouvelle-Angleterre est plus élevé de 24,16 \$/MWh. Au cours de la période de déclaration, le coût marginal horaire définitif était supérieur au prix de la Nouvelle-Angleterre 12 % du temps. Pendant ces heures, il serait logique sur le plan économique d'acheminer les installations de la Nouvelle-Angleterre pour desservir la charge du Nouveau-Brunswick. Au cours de cette période, la différence moyenne de prix était de 16 \$/MWh avec une différence maximale de 433 \$/MWh. Les économies d'efficacité liées à l'acheminement d'un seul MW de la Nouvelle-Angleterre au Nouveau-Brunswick sont représentées par la zone positive de la courbe de durée qui s'élève à 17 200 \$/MWh. Par exemple, si 50 MW étaient acheminés au cours de cette période à partir de la Nouvelle-Angleterre au prix du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité-Nouvelle-Angleterre, les économies pour le réseau du Nouveau-Brunswick s'élèveraient à 0,72 million de dollars. Comme le nombre d'installations externes pouvant être acheminées de la Nouvelle-Angleterre et devenant actives sur le marché du Nouveau-Brunswick augmente, l'ordre de grandeur de cette différence de prix devrait baisser.

Inversement, la partie négative de la courbe de durée de la figure 9 représente les économies d'efficacité possibles obtenues par la Nouvelle-Angleterre en acheminant les installations du Nouveau-Brunswick. Pour la période de déclaration, les économies d'efficacité en Nouvelle-Angleterre sont plus élevées.

Une plus grande participation entre les marchés, une amélioration des mécanismes du marché et une capacité de transport de l'énergie accrue donneraient lieu à des hausses d'efficacité et à une plus grande fiabilité pour les participants aux deux marchés. Au fur et à mesure que s'effectueront ces améliorations, on peut s'attendre à ce que la différence des prix diminue et que l'écart entre les prix du marché se referme. Même si les deux prix sont essentiellement pour le même produit, au même emplacement, il est important de noter que les prélèvements tarifaires, les limites de transport et les questions de fiabilité des charges ont une incidence sur les flux entre les compétences et, par conséquent, la différence de prix ne sera jamais nulle pour toutes les heures. Il y

aura un obstacle persistant lié à l'effort transactionnel requis dans l'achat à partir d'une région avoisinante.

Sous l'égide des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continue à travailler avec d'autres exploitants de réseau de la région afin d'explorer les défis propres à l'intégration d'une quantité supérieure d'énergie éolienne.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a bon espoir que, grâce à la sensibilisation accrue des participants au marché, la mise en service de la Ligne internationale de transport/Interconnexion de fiabilité du nord-est (LIT/FN)⁹ fournissant un accès simplifié au marché et l'entrée de participants supplémentaires sur le marché de l'énergie d'équilibrage, le coût marginal horaire définitif parviendra à refléter plus précisément le prix du nœud du Nouveau-Brunswick du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité Nouvelle-Angleterre, qui indique sans doute la valeur en temps réel de l'énergie sur le marché régional.

Le tableau 3 compare le coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick pour l'exercice 2007-2008 et l'exercice 2008-2009.

Tableau 3
Coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick

Coût marginal horaire définitif	Avril 2007 à mars 2008 (\$/MWh)	Avril 2008 à mars 2009 (\$/MWh)
Moyenne annuelle	58,72	50,48
Écart type	29,81	23,17
Faible	1,00	21
Élevé	300	501

Il est intéressant de noter que le coût marginal horaire définitif annuel moyen de 2008-2009 était inférieur à celui de l'exercice de 2007-2008 précédent. On pouvait s'y

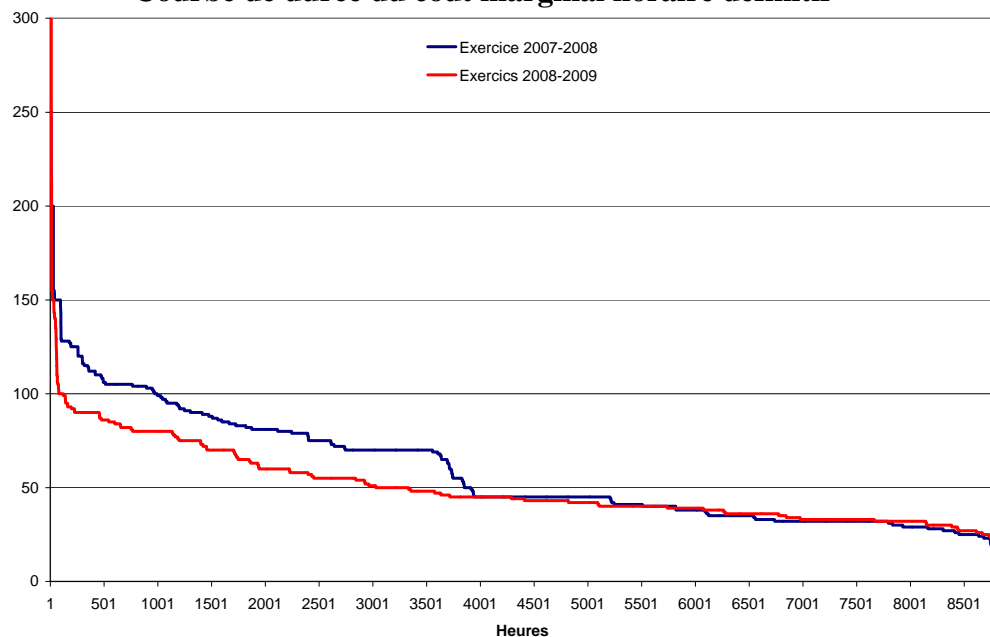
⁹ La LIT/FN (Ligne internationale de transport/Interconnexion de fiabilité du nord-est) est une deuxième ligne de transport de 345 kV entre le réseau exploité par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et le réseau contrôlé par GÉRI-Nouvelle-Angleterre; elle a été mise sous tension le 5 décembre 2007.

attendre, étant donné la chute des prix du combustible fossile et la diminution de la charge qui avaient tendance à faire baisser le coût marginal horaire définitif. Le coût marginal horaire définitif de 2008-2009 était plus stable et ne comportait pas de périodes soutenues de prix élevé comme c'était le cas au cours de l'année précédente.

La variabilité du coût marginal horaire définitif pour 2008-2009 était bien inférieure à celle de l'an dernier. L'écart type de 2008-2009 de 23,17 \$/MWh était de 6,64 \$/MWh en deçà de celui de 2007-2008. Même si les prix élevés et faibles sont plutôt spectaculaires, ils se produisent uniquement pendant une très courte période et les prix élevés sont normalement entraînés par des circonstances spéciales qui nécessitent l'acheminement de la production coûteuse pendant une très courte période.

La figure 10 montre la courbe de durée du coût marginal horaire définitif de 2007-2008 et de 2008-2009. Si on y regarde de plus près, on voit une différence importante à l'extrémité supérieure du prix. En 2007-2008, le prix était supérieur à 100 \$/MWh pendant 970 heures et, en 2008-2009, il l'était pendant 121 heures. La diminution du nombre d'heures où les prix sont élevés devrait affaiblir l'analyse de rentabilisation pour les installations de charge qui souhaitent poursuivre les initiatives de réponse à la demande où la charge est réduite en tant que solution de rechange à l'acheminement de la production.

Figure 10
Courbe de durée du coût marginal horaire définitif



En ajoutant plus d'énergie éolienne dans le réseau du Nouveau-Brunswick, on s'attend à ce que le coût marginal horaire définitif soit touché. Durant les périodes où il y aura un excédent d'énergie éolienne, les prix liés au coût marginal horaire définitif peuvent se rapprocher de zéro. Sous des conditions de prévision médiocres, les prix peuvent grimper à la suite d'un niveau de production imprévu. En préparant les rapports mensuels sur l'état du marché, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick surveillera les effets que l'énergie éolienne aura sur le coût marginal horaire définitif.

Au cours de la prochaine année, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick examinera et améliorera la méthode de calcul du coût marginal horaire définitif en tenant compte de l'acheminement de la production à plus faible coût survenant dans une période de une heure. La méthode existante repose sur l'acheminement prévu juste avant que ne commence l'heure envisagée et ne tient pas compte au cours de l'heure des changements apportés à l'acheminement. Comme on utilise le prix lié au coût marginal horaire définitif pour régler les déséquilibres, sa détermination doit refléter les coûts marginaux réels aussi fidèlement que possible afin d'éviter tout transfert des coûts.

2.9 Services accessoires

En plus de s'assurer qu'il y a un accès ouvert au réseau de transport d'énergie, il y a aussi une obligation de fournir un accès ouvert aux services accessoires.

Programmation, contrôle du réseau et acheminement

La programmation, le contrôle du réseau et l'acheminement constituent un service obligatoire requis pour programmer avec fiabilité le déplacement de l'énergie à travers, à l'extérieur, à l'intérieur et au sein de la zone de commande. Le service couvre essentiellement les coûts d'exploitation de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick qui sont recouverts à partir des clients du transport d'énergie à l'aide de l'annexe 1 du tarif.

En 2008-2009, le coût de cette fonction s'élevait à 7,941 millions de dollars. Cela représente une hausse de 190 000 \$ par rapport au dernier exercice. La hausse est largement attribuable à l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre et des avantages sociaux, découlant des services de réglementation et des marchés de services et liés à l'embauche de personnel supplémentaire.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continue à offrir un service de programmation optimisé aux participants au marché utilisant un logiciel élaboré à l'interne. Comme la fonction d'établissement de calendrier est normalement prise en charge par les participants au marché, le logiciel utilise uniquement les renseignements qui seraient mis à disposition du participant au marché. Cela évite un conflit avec la disposition non discriminatoire des services du tarif.

Le service est utilisé par Production Énergie NB (l'agent désigné d'établissement du calendrier pour Distribution Énergie NB) et est à la disposition d'autres participants au marché. Les bénéfices liés à la prestation de ce service profitent à tous les participants au marché car ils réduisent les besoins en recettes pour l'annexe 1 (Programmation, contrôle du réseau et acheminement). L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick est en mesure de faire des bénéfices, car le logiciel est très similaire au logiciel d'optimisation de l'acheminement utilisé pour prendre en charge la fonction normale d'acheminement de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick.

Service de fourniture de puissance réactive et de commande de la tension

Le service de fourniture de puissance réactive et de contrôle de tension est également un service obligatoire nécessaire au maintien d'une tension de transport d'énergie. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick assure ce service aux producteurs ou aux clients d'électricité et transfère simplement le coût aux clients de transport de l'énergie. En 2008-2009, les dépenses annuelles pour ce service s'élevaient à 5,665 millions de dollars. Le coût est couvert par l'annexe 2 du tarif.

Les deux services mentionnés ci-dessus sont obligatoires et sont fournis par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Il s'agit en réalité d'une fonction de monopole qui permet l'exploitation d'un système et d'un marché fiables. Même si le coût combiné de ces services dépasse 10 millions de dollars, ces services ne sont pas considérés comme un obstacle à l'entrée sur le marché. Ces services représentent une petite partie du coût total de l'énergie et sont concurrentiels par rapport aux coûts similaires d'autres compétences.

Services accessoires basés sur la capacité

Les services accessoires basés sur la capacité (« SABC ») sont des services fournis par les installations de production ou les charges utilisant une capacité avec différents degrés de flexibilité. Cinq services distincts sont indiqués ci-après du plus flexible au moins flexible :

1. Réglementation – Contrôle de production automatisé (CPA)
2. Suivi des charges
3. Réserve synchrone/tournante
4. Réserve supplémentaire – 10 minutes
5. Réserve supplémentaire – 30 minutes

Ces services sont fournis pour assurer la fiabilité du réseau; ils permettent en effet de résister aux changements habituels et imprévus liés à la demande de charge ou à la production. Ils sont également essentiels pour respecter les exigences du North American Electric Reliability Corporation (« NERC ») et du Northeast Power Coordinating Council (« NPCC »). Pour fournir ces services, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick recouvre ses coûts des clients de transport de l'énergie grâce aux annexes 3, 5 et 6 du tarif.

Le marché du Nouveau-Brunswick fournit des charges avec l'option d'autofourniture de jusqu'à 90 % des besoins en services accessoires basés sur la capacité. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a pour mandat de fournir les services au

taux tarifaire pour les parties qui ne sont pas autofournies. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a également pour mandat de fournir ces services au coût le plus bas possible et de faciliter l'exploitation d'un marché concurrentiel pour les services.

Depuis l'ouverture du marché en 2004, le marché des services accessoires basés sur la capacité était limité à un seul fournisseur. En janvier 2009, un second fournisseur a commencé à participer à la fourniture des services accessoires basés sur la capacité. Étant donné que davantage de parcs éoliens deviennent reliés au réseau de transport, le niveau des services accessoires basés sur la capacité va augmenter, ce qui permettra plus de fournisseurs. Les fournisseurs potentiels incluent les producteurs d'électricité existants, les charges, les installations de stockage et l'approvisionnement de l'extérieur du secteur d'équilibrage de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick.

En réponse à un manque d'activité, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a changé de méthode de paiement pour les services accessoires basés sur la capacité afin de refléter l'engagement du fournisseur à disposer du service un mois à l'avance, qu'il soit utilisé ou non. Tout nouveau contrat nécessitera un prix mensuel et horaire. En outre, les fournisseurs engagés seront en mesure de présenter des soumissions inférieures sur une base mensuelle afin d'accroître leurs chances de sélection. Pour les contrats existants, les prix mensuels et horaires sont fixés respectivement à 90 % et à 10 % du prix contractuel actuel. Par le passé, les paiements reposaient uniquement sur l'utilisation ou non du service par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick dans le cadre de l'acheminement pour l'heure à venir, sans reconnaissance du fait que la ressource était engagée un mois à l'avance. En plus d'assurer une valeur plus adaptée aux fournisseurs, la proposition devrait également permettre de réduire le niveau d'excédents de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick relativement aux services accessoires basés sur la capacité.

Les dépenses totales des services accessoires basés sur la capacité pour 2008-2009 étaient excédentaires de 1,5 million de dollars. Le tableau 4 présente en détail les paiements mensuels de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick pour chaque service accessoire basé sur la capacité.

Tableau 4
Services accessoires basés sur la capacité – Paiements de l'Exploitant du réseau du
Nouveau-Brunswick
2008-2009

Service	Achat de l'Exploitant du réseau du Nouveau- Brunswick	MW horaire moyen
Capacité de régulation	315 745 \$	2,6
Capacité de suivi des charges	233 911 \$	7,1
Capacité de réserve tournante – 10 minutes	104 834 \$	5,2
Capacité de réserve non tournante – 10 minutes	590 354 \$	5,8
Capacité de réserve non tournante – 30 minutes	329 543 \$	9,9

Il faut noter que le coût de la prestation des services accessoires basés sur la capacité a été réduit en raison de l'entente de partage de la réserve conclue par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick avec la Nova Scotia Power Inc et les secteurs d'équilibrage participants au Northeast Power Coordinating Council. Pour ce qui est du prochain exercice financier, l'arrêt de la remise en état de 18 mois de la centrale de Point Lepreau qui a débuté en avril 2008 fera diminuer le volume de services accessoires basés sur la capacité requis, puisque la centrale Lepreau est l'unité de production la plus importante du secteur d'équilibrage.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continuera d'informer les soumissionnaires potentiels et de consulter les autres quant à ce qui doit être révisé dans le processus d'achat, le contrat ou les règles du marché, le cas échéant.

2.10 Modifications au tarif et aux règles du marché

L'amélioration des règles du marché, du tarif et des pratiques commerciales constitue une obligation continue de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Les améliorations peuvent être entraînées par des éléments tels que les problèmes relatifs aux politiques existantes, les règles et les procédures, les changements externes liés aux forces du marché, les améliorations technologiques ou les nouvelles normes techniques.

Modifications au tarif de transport à libre accès

Le 1^{er} mai 2008, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a soumis une demande à la Commission de l'énergie et des services publics aux fins d'approbation des modifications apportées à plusieurs barèmes de tarifs, y compris :

- les tarifs des services accessoires obligatoires des annexes 1 et 2;
- les tarifs des services accessoires basés sur la capacité (SABC) des annexes 3, 5 et 6;
- les tarifs visant un nouveau service de régulation et de commande de la fréquence perçus auprès des producteurs éoliens de l'annexe 3(c).

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a également sollicité une modification du processus à compter du 1^{er} avril 2009, prévoyant que l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick présente une demande annuelle à la Commission de l'énergie et des services publics pour ses besoins en revenus annuels. Afin que l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick puisse être assuré du recouvrement de ses coûts, il a également proposé qu'un douzième du revenu approuvé, calculé au prorata chaque mois, soit facturé aux clients des services de transport de l'énergie. Cette demande annuelle relative aux besoins en revenus accroît la transparence des coûts de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et assure l'ouverture du processus devant la Commission de l'énergie et des services publics permettant aux participants au marché, aux transporteurs et au public d'apporter leur contribution.

Le 26 novembre 2008, la Commission de l'énergie et des services publics s'est décidée en faveur de la proposition de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et a approuvé le projet de tarifs de l'annexe 1 pour le 1^{er} juillet 2008 et les tarifs des annexes 2, 3(a), 3(b), 5 et 6 à compter de décembre 2008. La Commission de l'énergie et des services publics a également approuvé le processus proposé pour le recouvrement des coûts de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick à compter d'avril 2009.

La Commission de l'énergie et des services publics a approuvé le nouveau tarif proposé par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick à hauteur de 0,25 \$/MWh (annexe 3(c)) pour les éoliennes et a ordonné un examen annuel des revenus et des coûts réels de ce service. Elle a également demandé à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick de soumettre dans le cadre de sa demande pour 2010-2011 des renseignements quant à la nécessité d'établir ou non une limite sur la quantité d'énergie éolienne admissible pour recevoir ce service. Les producteurs éoliens ne sont pas obligés d'acheter ce service de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick, ayant la possibilité de l'obtenir par eux-mêmes.

Pour obtenir de plus amples renseignements, le tarif révisé est disponible sur le site Web de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick¹⁰ et la décision de la Commission de l'énergie et des services publics sur le site de la Commission de l'énergie et des services publics¹¹.

Le 26 janvier 2009, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a soumis ses besoins en revenus, avec preuve à l'appui et une décision est prévue au début du prochain exercice. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a proposé une hausse de 2,068 millions de dollars de l'annexe 1. Cette hausse offrira à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick les ressources supplémentaires nécessaires pour mieux remplir son mandat face à des demandes croissantes.

¹⁰ www.ernb.ca : Accueil > Exploitation > Transport > Tarif de transport (OATT)

Modifications aux règles du marché

Le tableau 5 présente les modifications apportées aux règles du marché pendant la période du 1^{er} avril 2008.

Tableau 5
Modifications apportées aux règles du marché

Changement	Date
La fréquence de l'évaluation du caractère adéquat sur 18 mois a été révisée, passant de semestrielle à trimestrielle pour correspondre aux exigences du Northeast Power Coordinating Council et réduire le poids subi par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick et les participants au marché.	Le 7 avril 2008
Ajout d'une exigence de publication d'une prévision de la charge horaire pour les quatre prochaines heures à chaque heure. Cela facilite l'activité du marché en avisant à l'avance les participants au marché un préavis de l'évolution des conditions.	Le 7 avril 2008
Ajout d'une exigence de publication par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick des données prévues et réelles sur chaque interface pour l'heure en cours en temps réel. Cela facilite l'activité du marché en offrant des renseignements plus opportuns aux participants au marché.	Le 7 avril 2008
La fréquence des rapports de l'unité d'évaluation du marché au Conseil de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick passe de trimestrielle à annuelle et une exigence de consultation avec le Comité consultatif du marché a été ajoutée. L'exigence de rapports trimestriels est considérée comme excessive au vu du rythme des fluctuations du marché.	Le 7 avril 2008
Modifications devant avoir une incidence sur la mise en œuvre du nouveau mécanisme de paiement pour les services accessoires basés sur la capacité, dans lequel les composantes mensuelles et horaires disposent de tarifs distincts. (Voir la section sur les services accessoires basés sur la capacité pour de plus amples renseignements).	Le 1 ^{er} juillet 2008
Afin de mieux coordonner l'établissement de délais pour les interconnexions, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick autorisera uniquement les nouveaux horaires et les modifications d'horaires pour les interconnexions jusqu'à (i) 30 minutes avant l'heure d'acheminement ou jusqu'aux (ii) délais fixés par les autorités d'équilibrage adjacentes des secteurs d'équilibrage sur la voie de transaction, selon la première occurrence.	Le 23 octobre 2008

¹¹ www.nbeub.ca

Dans le cadre de son évolution, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick prévoit mener un examen et un possible remaniement du tarif et des règles du marché l'année prochaine. L'examen comprendra une évaluation des conceptions possibles du marché au vu de la politique d'exportation actuelle de la province et de la préférence accordée à une production non polluante. Dans le cadre de l'évaluation seront indiquées les répercussions sur les clients du Nouveau-Brunswick. L'exercice de remaniement inclura les changements recommandés dans la *Loi sur l'électricité*, dans le tarif et dans les règles et procédures du marché. La liste suivante indique certains des sujets pouvant être pris en compte dans le cadre de l'examen.

- Compatibilité avec l'ordonnance 890 de la Federal Energy Regulatory Commission.
- Modification du facteur de perte de transport de l'énergie.
- Simplification du tarif et des règles du marché.
- Inclusion des opérations d'importation et de transit dans la fonction d'optimisation.
- Socialisation des coûts de raccordement pour une production privilégiée.
- Accaparement des droits de transport.
- Facilitation d'une production non polluante.
- Intégration d'une production intermittente.
- Promoteur du transport et relations d'accès au transport.
- Facilitation de la coordination du marché.
- Vérification à venir des tendances de l'industrie, comme la technologie Smart Grid.
- Facilitation du marché concurrentiel et des exportations.

3.0 Activités d'observation du marché général

3.1 Rapports mensuels sur le marché

En complément du Rapport annuel sur l'état du marché, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a commencé à publier des rapports mensuels sur le marché depuis janvier 2009. Le rapport indique aux participants au marché existants et potentiels les statistiques essentielles concernant l'activité du marché sous forme de tableau de bord. On trouve dans le rapport les données suivantes :

- les flux des marchés prévus – injections et retraits prévus du réseau de transport d'énergie pour le mois en cours et le même mois de l'année précédente;
- le coût marginal horaire définitif moyen et le prix en temps réel NB ISO-NE – moyennes pour le mois en cours et le même mois de l'année précédente;
- l'intensité moyenne des émissions de gaz à effet de serre de la production acheminée de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick – moyennes pour le mois en cours et le même mois de l'année précédente;
- le coût mensuel résiduel (CMR) – graphique sur 13 mois consécutifs du coût mensuel résiduel, du coût déséquilibré net, du crédit de réacheminement résiduel et d'autres charges;
- le réacheminement – le réacheminement horaire nécessaire du fait de la charge, de l'installation de production, de l'interface et de la moyenne par rapport aux pertes de transport calculées;
- le réacheminement non pris en compte – graphique horaire du réacheminement attendu, du réacheminement réel et du réacheminement non pris en compte pour le mois actuel;
- la production par les participants au marché – la production mensuelle en MWh;
- le réacheminement par participant au marché – les fluctuations à la baisse et à la hausse du réacheminement mensuel en MWh;
- le rapport détaillé du coût marginal horaire définitif – détails sur les prix horaires du coût marginal horaire définitif et ISO-NE.

Le rapport est distribué aux participants au marché, à la Commission de l'énergie et des services publics, au Comité consultatif du marché, aux transporteurs et est disponible sur le site Web de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick¹².

¹² www.ernb.ca : Accueil > Exploitation > Marché > Données sur le marché > Rapports et évaluations > Rapports sur le marché

3.2 Coût supplémentaire résiduel

Le coût supplémentaire résiduel est la distribution de fonds nets du coût mensuel résiduel (CMR) après la définition du marché avec tous les clients des services de transport d'énergie. Les principaux facteurs qui contribuent au coût mensuel résiduel sont :

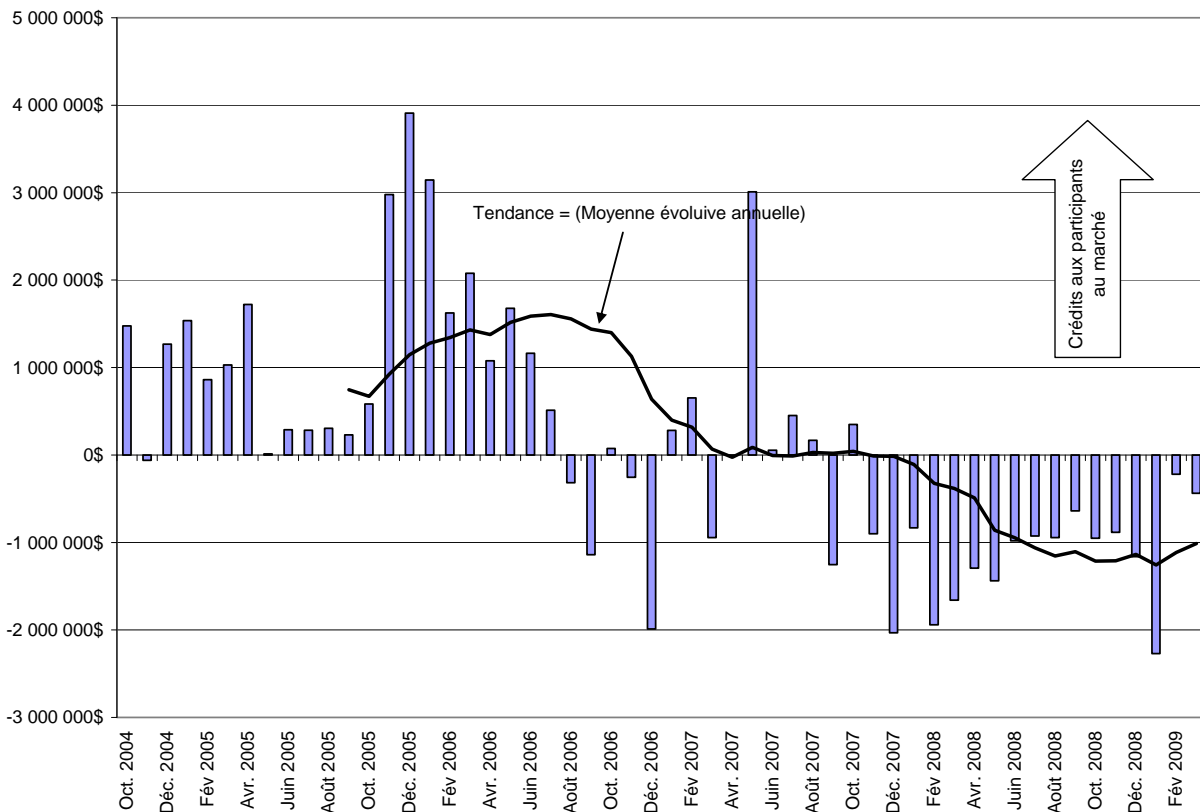
- Optimisation – La fonction de réacheminement optimisée entreprise par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick après la soumission des calendriers équilibrés entraînera par sa conception uniquement des économies dans le compte Coût mensuel résiduel. Les économies sont égales à la différence de prix entre l'installation de production acheminée en aval et l'installation de production acheminée en amont, multipliée par la quantité d'énergie réacheminée.
- Variance/Déséquilibre – L'établissement du marché se produisant à la suite des variances de charge et/ou de production peut produire des valeurs négatives ou positives pour le coût mensuel résiduel. Les écarts sont tous réglés au coût marginal horaire définitif, alors que le réacheminement résultant des écarts est réglé aux prix de soumission, les deux n'étant pas toujours équivalents.
- Énergie non prise en compte – Du fait de l'évaluation des inexactitudes et des déséquilibres entre les pertes de transport prévues et les pertes de transport réelles, il existe une énergie non prise en compte dans le système. L'énergie non prise en compte peut entraîner des valeurs positives ou négatives pour le coût mensuel résiduel, selon qu'elle représente une injection ou un retrait net.
- Moment de lecture manuelle du compteur – L'ordre de grandeur du coût mensuel résiduel peut être influencé par le moment de lecture manuelle du compteur par Distribution Énergie NB. Selon le moment où les compteurs sont relevés, il peut y avoir une exagération ou une sous-estimation de l'énergie consommée pendant le mois et donc une réduction ou une augmentation des déséquilibres énergétiques. Heureusement, cet effet s'annule à mesure du temps comme il n'y a pas de biais continu relativement à la lecture du compteur. Les premières lectures d'un mois sont suivies par les dernières lectures de certains mois ultérieurs, corrigeant ainsi automatiquement l'incidence cumulative. De plus, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick ajuste désormais les lectures manuelles du compteur en fonction des estimations de l'incidence du moment de la lecture du compteur.

Pour l'année prochaine, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick prévoit réviser le calcul des valeurs du coût marginal horaire définitif pour refléter les changements dans les périodes de une heure. Cela devrait entraîner une baisse des valeurs du coût mensuel résiduel. La valeur nette du coût mensuel résiduel pour le mois est répartie entre les

clients des services de transport, proportionnellement à leur utilisation respective du transport de l'énergie.

Les valeurs mensuelles du coût mensuel résiduel sont indiquées à la figure 12. Le coût mensuel résiduel moyen évolutif annuel est également indiqué. Pour la période de déclaration, le coût mensuel résiduel a constamment affiché une valeur négative occasionnant une facture aux clients du service de transport. Une révision du facteur de perte de transport en février 2009 a permis de réduire les niveaux du coût mensuel résiduel pour février et mars 2009. On s'attend à ce que cette tendance continue l'an prochain.

Figure 12
Coût mensuel résiduel



3.3 Dotation de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick

La majorité du personnel de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick est constituée d'employés détachés de la Corporation de transport Énergie NB. Cet arrangement est le résultat de la phase naturelle de transition du marché, comme la fiabilité et la fonction opérationnelle de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick étaient traditionnellement fournies par Énergie NB. Même si le personnel de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a signé un code de conduite, les participants au marché qui n'appartiennent pas à Énergie NB peuvent voir là un conflit. Même si aucune plainte n'a été déposée, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick sait que la résolution de cette question pourrait uniquement accroître le statut du Nouveau-Brunswick en tant que compétence ayant une approche proactive d'accès équitable et libre à son réseau de transport d'énergie. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continue d'aller de l'avant et prévoit finaliser l'arrangement relatif à l'affectation provisoire d'ici la fin de l'année prochaine.

3.4 Comportements des participants au marché

Au cours de la période de déclaration, il n'y a pas eu de manquement déclaré ou vérifié aux normes de conduite et il n'y a pas eu de comportement inapproprié ou de plaintes déposées auprès de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick relativement au comportement des participants au marché.

Du fait de déséquilibres énergétiques exceptionnellement élevés sur l'interface de l'Île-du-Prince-Édouard (« Î.-P.-É. »), l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick mène actuellement une enquête sur les causes avec l'exploitant du réseau de l'Î.-P.-É. en vue de trouver une solution. L'enquête est en cours depuis le 31 mars 2009.

Avec l'introduction de l'énergie éolienne dans le réseau, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick surveillera tout écart entre la production et la production réelle pour surveiller tout abus potentiel. Il est trop tôt pour réaliser un rapport étant donné que le premier parc éolien n'a été en ligne que tard dans l'année.

3.5 Mesures

Il est essentiel de faire une mesure précise pour déterminer tous les flux énergétiques et les services accessoires. Les participants au marché doivent avoir confiance en les données de mesure et en leur intégrité.

Dans le cadre d'un effort continu pour veiller à ce que les données de mesure soient appliquées correctement, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick a entrepris un examen complet de la totalisation des mesures. Les travaux ont mis au jour plusieurs anomalies et ont entraîné des recommandations d'améliorations pour contrôler les processus pour les variations de mesure.

3.6 Normes de conduite

Les employés du fournisseur de transport de l'énergie (Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick) et les transporteurs (Corporation de transport Énergie NB, WPS Canada Generation Inc.) doivent signer des normes de conduite conformément au tarif, qui sont affichées sur le site Web de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick¹³. Le principe de base est que tout employé impliqué dans la fiabilité du réseau de transport et les fonctions d'exploitation doit opérer de façon autonome et ne doit pas divulguer de renseignements de façon préférentielle à des employés des entreprises affiliées ayant une fonction commerciale. Les renseignements peuvent être divulgués, mais uniquement sous forme publique, comme c'est le cas avec le système d'information instantanée à accès libre (« OASIS »). Les normes de conduite interdisent également de divulguer des renseignements qui ne sont pas d'ordre public, comme les renseignements sur les dirigeants d'entreprise ou sur les employés d'une société de portefeuille.

Bien qu'aucune plainte n'ait été reçue, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick est conscient de l'existence d'entreprises ayant des affiliations à la fois aux fonctions commerciales et aux fonctions de transport.

¹³www.ernb.ca : Accueil > Exploitation > Transport > Normes de conduite

4.0 Développement du marché en continu et à l'avenir

Avec les prix volatils des combustibles fossiles, les règlements potentiels sur les gaz à effet de serre, la demande en énergie renouvelable, la croissance de la charge électrique de la Nouvelle-Angleterre et le concept de centre énergétique, l'activité du marché devrait continuer à évoluer. Dans le cadre de son mandat, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick doit créer un marché efficace et concurrentiel, il aura donc à continuer à apporter au régime de marché des améliorations qui encouragent un avenir plus durable.

Bien que la politique énergétique provinciale, le marché et la structure d'Énergie NB restent en cours d'examen, le souhait d'un centre énergétique piloté par le secteur privé devrait persister. Les clés de la mise en place de ce centre énergétique seront :

- un accès non discriminatoire au réseau de transport d'énergie;
- un exploitant de réseau indépendant pour s'assurer de l'équité du marché;
- des messages positifs du marché qui encouragent l'investissement du secteur privé;
- le soutien de l'investissement du secteur privé dans l'élaboration de la production pour les charges d'exportation;
- la clarification de la question de l'investissement du secteur public pour desservir la charge intérieure et l'occasion d'exportation;
- un marché de gros concurrentiel;
- des règles du jeu équitables.

L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick continue de travailler avec le Ministère de l'Énergie en tant qu'intervenant relativement à l'élaboration d'une nouvelle politique énergétique et aux examens de la conception et de la structure du marché de l'électricité.

Étant donné l'intérêt actuel pour le développement de l'énergie éolienne, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick va continuer de se concentrer sur les défis liés à l'intégration des niveaux élevés de pénétration de l'énergie éolienne.

Dans tout le rapport, il a été déterminé qu'il fallait effectuer d'autres travaux et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick s'est engagé à les entreprendre. Voici un résumé des principales initiatives.

En cours

- Continuer à chercher à faire des économies relativement à l'acheminement, à l'administration du marché et aux opérations.
- Simplifier et mettre au point les règles du marché au besoin (en particulier en ce qui concerne l'intégration de l'énergie éolienne et d'autres productions variables similaires).
- Chercher des détails sur les tarifs, les modalités et les conditions du service standard qui s'appliqueraient dans le cas d'un client desservant l'intégralité ou une partie de sa charge d'un autre fournisseur (p. ex. frais de sorties, politiques de service partiel).
- Améliorer l'évaluation du marché automatisée et les outils d'observation.
- Accroître la flexibilité du réseau et la compétitivité de l'énergie d'équilibrage fournie en augmentant les niveaux de participation au marché de l'énergie d'équilibrage.
- Continuer à se procurer d'autres services accessoires basés sur la capacité et à établir des prix concurrentiels pour ces services.
- Continuer à progresser pour devenir un organisme autosuffisant entièrement pourvu en personnel.
- Surveiller activement les études de planification du transport d'énergie dans les compétences adjacentes et leur incidence potentielle sur le marché du Nouveau-Brunswick.
- Rechercher la coopération régionale quant aux questions telles que la planification du transport d'énergie, la réduction des obstacles entre les marchés, et la simplification de l'intégration de l'énergie éolienne.
- Effectuer des études relatives au développement du transport de l'énergie à l'intérieur du Nouveau-Brunswick en vue de remédier aux contraintes potentielles en matière de transport.

Sur la base de projet

- Entreprendre un projet pour mettre en place un processus complet de planification du réseau pour la province du Nouveau-Brunswick. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick prévoit que les conclusions de ce projet incluent des recommandations pour accroître la portée du processus actuel de planification. Par exemple, l'ampleur du plan global du réseau d'électricité devrait dépasser celle prévue par les processus

actuels en ce qui concerne les délais, la géographie, les composantes du réseau et l'analyse des conséquences sur la société.

- Mettre en œuvre une série de modifications aux règles du marché qui traitent spécifiquement de l'intégration de la production variable non acheminable (énergie éolienne, solaire, marémotrice, hydroélectricité au fil de l'eau, etc.).
- Élaborer et mettre en œuvre un système de prévision éolienne dans le but de réduire le coût de l'intégration de l'énergie éolienne et d'accroître la fiabilité du réseau de transport.
- Examiner et remanier le tarif et les règles du marché au vu des possibilités du centre énergétique en ce qui concerne l'exportation de l'électricité non polluante et les possibles conséquences sur les clients du Nouveau-Brunswick.
- Élaborer et publier un guide des exigences de raccordement pour la production d'énergie éolienne au Nouveau-Brunswick pour faciliter sa mise en place dans la province, en définissant les exigences minimales obligatoires pour le raccordement au réseau exploité par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick.
- Proposer un atelier éducatif sur les services accessoires basés sur la capacité et le coût supplémentaire résiduel pour les participants au marché existants et potentiels, les représentants du gouvernement, la Commission de l'énergie et des services publics et autres.
- Examiner et envisager les avantages de l'utilisation de lignes d'interconnexion pour réduire les besoins en matière de capacité pour le secteur d'équilibrage du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard et du nord du Maine.
- Examiner et améliorer la méthode pour calculer le coût marginal horaire définitif en prenant en compte l'acheminement de la production qui a lieu dans une période de une heure. La méthode existante repose sur l'acheminement prévu juste avant que ne commence l'heure considérée.

Annexe 1 : Enquêtes particulières sur le marché et résultats

Au cours de la période allant du 1^{er} avril 2008 au 31 mars 2009, la Commission de l'énergie et des services publics (organisme de réglementation provinciale) n'a reçu aucune plainte. Aucun arbitrage n'a été initié et des problèmes mineurs ont été résolus entre les parties impliquées et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick, au niveau du personnel ou au niveau de la direction.

Des enquêtes spéciales ont été menées pendant l'exercice financier au sujet des mesures et des processus de mesure. Des contrôles des processus sont également en place pour réduire la probabilité d'introduction d'une nouvelle erreur. La surveillance continue de l'énergie non prise en compte fournit un degré d'assurance contre les erreurs de processus de mesure. Un examen des erreurs de totalisation de mesure a été mené et a conduit à quelques corrections ainsi qu'à des améliorations du processus d'ajout ou de suppression de mesures. Cet examen a permis d'obtenir une plus grande assurance quant à la bonne application des données de mesure fournies à l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. La question du déséquilibre sur l'interface de l'Île-du-Prince-Édouard fait toujours l'objet d'une enquête.

Bien qu'aucune intervention particulière n'ait eu lieu en 2008-2009 relativement au coût marginal horaire définitif, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick reste prudent quant à la convergence limitée du coût marginal horaire définitif et des prix du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité Nouvelle-Angleterre. On continuera à supprimer les obstacles pour les nouveaux soumissionnaires (y compris la charge) et à surveiller les stratégies de soumission des soumissionnaires en place.

Ajout de MEPCO

La mise en service de la Ligne internationale de transport en décembre 2007 s'est traduite par l'augmentation des capacités de transfert qui sont passées de 700 MW à 1 000 MW pour les flux du Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Angleterre et de 100 MW à 550 MW pour les flux de la Nouvelle-Angleterre au Nouveau-Brunswick. Un problème lié à la Federal Energy Regulatory Commission relativement au traitement de ceux qui détiennent une réservation

sur la ligne de transport d'énergie d'origine reliant le Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Angleterre a toutefois restreint les capacités de transfert du côté Nouvelle-Angleterre de l'interface qui ont été réduites aux niveaux inférieurs indiqués ci-dessus à des fins commerciales uniquement. Heureusement, les niveaux supérieurs de capacité de transfert s'appliqueraient en ce qui concerne la fiabilité, comme dans le cas de l'énergie d'urgence. Lorsque le problème sera résolu, les capacités de transfert totales s'élèveront à 1 000 MW et à 550 MW à destination et en provenance de la Nouvelle-Angleterre respectivement et les capacités de transfert définitives à des fins commerciales s'élèveront à 1 000 MW et à 200 MW¹⁴ à destination et en provenance de la Nouvelle-Angleterre respectivement. Le projet présente également l'avantage de réduire les pertes de la ligne de transport d'énergie du fait qu'elle soit en service. Une demande a également été soumise au U.S. Department of Energy aux fins d'approbation pour faire passer de 400 à 550 MW l'importation d'électricité en provenance du Maine soumise au permis présidentiel.

¹⁴ Les 200 MW de capacité de transfert définitive relatifs aux importations en provenance de la Nouvelle-Angleterre équivalent à une capacité de transport de 550 MW moins les 250 MW de marge de fiabilité du transport, moins les 100 MW d'activation partagée de la réserve.

Annexe 2 : Clients convoités et service standard

Comme cela a été discuté précédemment dans le présent rapport, le Nouveau-Brunswick n'a pas encore vu de clients convoités quitter les taux du service standard réglementés en faveur des taux du marché. Les faibles taux réglementés et les frais de sortie inconnus ont contribué à ce manque de mouvement. De plus en plus de signes montrent que ces conditions pourraient ne pas prévaloir à l'avenir. On peut s'attendre à ce que les taux réglementés continuent à augmenter étant donné leur fort lien avec les actifs patrimoniaux basé sur l'énergie fossile et la position financière du fournisseur du service standard.

D'autres facteurs dissuasifs pour les clients convoités incluent le flou qui entoure la méthodologie de calcul des frais de sortie et les frais de sortie eux-mêmes. Bien que la *Loi sur l'électricité* permette une audience sur la méthodologie de calcul des frais de sortie, aucune audience de la sorte n'a été mise en place.

Pour soutenir un marché concurrentiel, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick surveillera les conditions qui promouvraient une activité supérieure et en fera rapport. L'objectif est de fournir aux clients convoités assez de renseignements pour leur permettre de décider ou non que l'option doit être plus amplement étudiée.

Pour que cela soit économique de quitter le service standard, deux conditions essentielles doivent exister. Les taux du marché doivent être inférieurs aux taux réglementés (service standard) et les frais de sortie doivent être inférieurs à la différence entre les taux réglementés et les taux du marché.

$$\text{Profit pour la charge} = \text{Taux réglementé} - \text{Taux du marché} - \text{Frais de sortie.}$$

Le but de ces frais de sortie est de s'assurer de garder l'ensemble des clients du service standard restants. Lorsqu'une charge quitte le service standard, Distribution Énergie NB (le fournisseur du service standard) perd les recettes associées à la vente d'électricité, mais en même temps évite le coût associé à l'achat de l'électricité. Pour s'assurer que les contribuables restants ne sont pas moins avantageés, des frais de sortie s'appliqueraient à la

charge si la perte de recettes était supérieure au coût éludé, ce qui peut être exprimé de la façon suivante.

$$\text{Frais de sortie} = \text{Taux réglementé} - \text{Coût économisé}$$

Aux fins de cette analyse, on suppose qu'il y aurait uniquement des frais de sortie et pas de profit de sortie. En d'autres termes, si Distribution Énergie NB fait des bénéfices dans le cadre de la perte de charge, ces bénéfices ne seraient pas transférés à la charge partante. Même si cela n'est pas discuté ici, il existe une situation dans laquelle la charge partante et les clients du service standard restants seraient plus avantagés si un mécanisme de partage des profits de Distribution Énergie NB existait. Il est important de garder à l'esprit que toute méthode utilisée pour déterminer les frais de sortie doit encore être testée par la Commission de l'énergie et des services publics.

Les clients convoités peuvent déterminer les taux réglementés et les taux du marché, mais n'ont qu'une connaissance limitée des coûts éludés. Les coûts éludés varieront selon la quantité de la charge partante et constituent une analyse complexe qui peut seulement être entreprise de façon véritablement précise par Distribution Énergie NB.

Afin de déterminer l'utilité d'autres analyses, plusieurs valeurs pourraient être utilisées comme substitut des coûts éludés. Par exemple, le coût marginal horaire définitif qui représente le coût encouru pour fournir le dernier MWh sur le réseau de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick pourrait être utilisé. Pour l'exercice financier 2007-2008, le coût marginal horaire définitif était de 50,48 \$/MWh. Comme le coût marginal horaire définitif est déterminé à l'installation de production, il doit être ajusté pour prendre en compte les pertes de transport d'énergie. En supposant des pertes de 3,3 %, le coût éludé ajusté est de $50,48 / (1 - 0,033) = 52,20$ \$/MWh. Un autre substitut pour les coûts éludés est le tarif de production intégrée offert par Distribution Énergie NB. Dans la mesure où les tarifs payés aux producteurs d'électricité intégrés ne sont pas conçus pour avoir une incidence négative sur les contribuables, le tarif devrait s'approcher des coûts éludés. Le tarif de la production intégrée est de 94,5 \$/MWh.

À partir du tarif réglementé moyen estimé pour 2008-2009 à 66,7 \$/MWh pour les clients du secteur industrie-transport et à 81,4 \$/MWh pour les clients (municipaux) du secteur usage en gros, le tableau 5 illustre le tarif du marché nécessaire pour équilibrer les deux substituts de coûts érudés.

Les résultats témoignent du rôle essentiel des coûts érudés dans l'analyse. Si le coût érudé est inférieur au tarif réglementé, le tarif du marché équilibré équivaut au coût érudé. Si le coût érudé est supérieur au tarif réglementé, le tarif du marché équilibré équivaut au tarif réglementé. Par exemple, avec un coût érudé de 94,5 \$/MWh, le tarif équilibré pour les clients municipaux est de 81,4 \$/MWh. Il est concevable que le marché puisse proposer l'électricité à ce prix.

Tableau 6
Tarif du marché équilibré avec un coût érudé de 52,2 \$/MWh

	A	B	C* = A - B	D = A - C
Client convoité	Tarif réglementé (\$/MWh)	Coût érudé (\$/MWh)	Frais de sortie (\$/MWh)	Tarif du marché équilibré (\$/MWh)
Industriel	66,7	52,2	14,5	52,2
Usage en gros (municipal)	81,4	52,2	29,2	52,2

*Note : frais de sortie négatifs fixés à zéro

Tarif du marché équilibré avec un coût érudé de 94,5 \$/MWh

	A	B	C* = A - B	D = A - C
Client convoité	Tarif réglementé (\$/MWh)	Coût érudé (\$/MWh)	Frais de sortie (\$/MWh)	Tarif du marché équilibré (\$/MWh)
Industriel	66,7	94,5	0,0	66,7
Usage en gros (municipal)	81,4	94,5	0,0	81,4

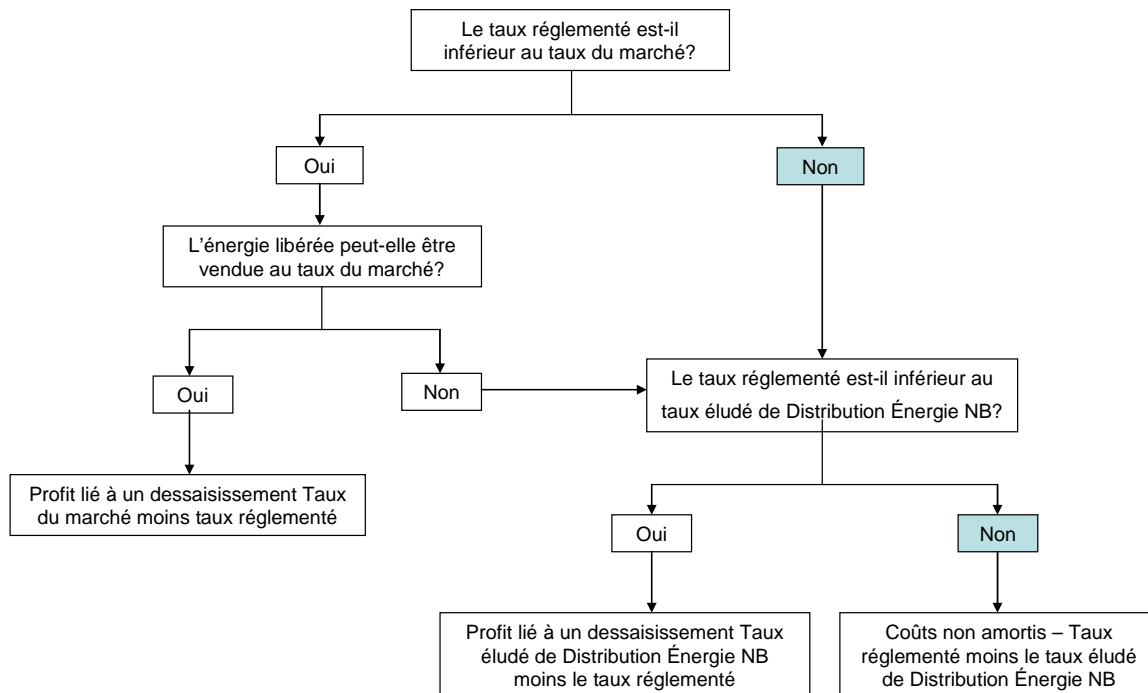
*Note : frais de sortie négatifs fixés à zéro

Étant donné l'importance critique du coût érudé dans l'analyse, il est fortement recommandé que le fournisseur du service standard publie un substitut officiel de coût érudé. Cela

fournirait aux clients convoités les renseignements requis pour prendre une décision éclairée quant à la possibilité de quitter le réseau. Le coût édulé pourrait être fourni pour quelques scénarios relatifs à la charge variable et au profil de charge.

On sous-entend que la décision de quitter le service standard n'est pas simple pour la charge. Beaucoup d'autres facteurs doivent être pris en compte tels que la prévision des tarifs réglementés, les tarifs du marché, le coût édulé du fournisseur du service standard et l'évaluation du risque. Les risques sont atténués par le fait que la charge peut retourner au service standard une année après être partie tant que les coûts pour les autres clients ne sont pas accrus. S'il y a augmentation des coûts, le fournisseur de service standard peut fournir de l'électricité sur une base autre que le service standard.

Le graphique suivant est tiré du rapport du Comité de conception du marché et sert à comprendre les conditions qui peuvent mener à des frais ou profits de sortie. Les cases mises en évidence indiquent les conditions décrites ci-dessus.



Annexe 3 : Glossaire des termes (mise à jour)

Services accessoires

Les services nécessaires au soutien du transport d'énergie de capacité et d'énergie des fournisseurs aux clients tout en maintenant une exploitation fiable du réseau de transport d'énergie.

Acheminement

La production demandée à une installation par l'exploitant du réseau.

Déséquilibres énergétiques

La différence entre la production (ou consommation) horaire escomptée et la production (consommation) réelle. Dans le cas d'installations de production, la production escomptée est la quantité acheminée par l'exploitant du réseau. Dans le cas des charges, la consommation escomptée est la quantité prévue par le participant au marché respectif.

Coût marginal horaire définitif (CMHD)

La réduction des coûts de production qui serait permise par une réduction de 1 MW des besoins d'acheminement pour une heure donnée, calculée juste avant le début de cette heure.

Transport de l'énergie à libre accès

L'accès non discriminatoire au réseau de transport de l'énergie électrique pour les installations de production et les consommateurs.

Réacheminement

La différence entre la production horaire indiquée par les calendriers du participant au marché et la production demandée par l'exploitant du réseau.

Coût mensuel résiduel (CMR)

L'ensemble des montants reflétant les coûts, les débits et les crédits liés aux fonctions d'exploitation du marché tels que le réacheminement, les déséquilibres énergétiques, les pénalités adressées aux participants au marché et les opérations d'énergie d'urgence.

Annexe 4 : Principaux acheteurs de transport d'énergie

Nom abrégé	Nom en entier
AVEC	Boralex Fort Fairfield Inc.
COS	City of Summerside
EMAE	Emera Energy Inc.
EMI	Brookfield Energy Marketing Inc.
GIRÉ-NA	Gestionnaire indépendant du réseau d'électricité - Nouvelle-Angleterre
CDNB	Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB
CPNB	Corporation de production Énergie NB
ENNB	Corporation d'Énergie nucléaire NB
NMISA	Exploitant du réseau indépendant du nord du Maine
NSPI	Nova Scotia Power Inc.
MEHQ	Hydro-Québec Energy Marketing Inc.
MECL	Maritime Electric Company Limited
TEMC	TransAlta Energy Marketing
TransEn	TransÉnergie (une unité commerciale d'Hydro-Québec)
WPCG	WPS Canada Generation Inc.
WPSE	WPS Energy Services Inc (maintenant connu sous le nom d'Integrys Energy Services Inc).