

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

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande en date du 30 juin 2010 par l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick, pour l'approbation de la modification de la méthodologie de calcul du facteur de perte de puissance active du tarif d'accès au réseau.

PREUVE

**Le 03 décembre 2010
Volume 1 de 1**

(Cette preuve remplace celle du 30 juin 2010)



**NBSO
ERNB**

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

DANS L'AFFAIRE DE la *Loi sur la Commission de l'énergie et des services publics*, Chapitre E-9.18, L.R.N.-B., 1973, ainsi modifiée.

- et -

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande en date du 30 juin 2010 par l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick, pour l'approbation de la modification de la méthodologie de calcul du facteur de perte de puissance active du tarif d'accès au réseau

TABLE DES MATIÈRES

1. DEMANDE	
2. SOMMAIRE	1
2. MODIFICATIONS PROPOSÉES DU FACTEUR DE PERTE DE PUISSANCE ACTIVE	4
○ Objectif du facteur de perte de puissance active.....	4
○ Avantages d'un facteur de perte de puissance active amélioré	5
○ Historique	6
○ Enjeu	7
○ Proposition	9
○ Répercussions quantitatives	16
○ Répercussions financières sur les participants du marché	18
○ Transition	19
○ Conclusion	21

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

DANS L'AFFAIRE D'UNE demande en date du 30 juin 2010 par l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick, pour l'approbation de la modification de la méthodologie de calcul du facteur de perte de puissance active du tarif d'accès au réseau

DEMANDE

ATTENDU QUE :

1. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (« ERNB ») doit, en vertu de l'article 111 de la *Loi sur l'électricité*, chapitres E-4.6, L.R.N.-B., 1973, (la « Loi ») modifiée, déposer une demande auprès de la Commission de l'énergie et des services publics (« la Commission ») afin qu'elle approuve les modifications du tarif d'accès au réseau (« le tarif »); et que
2. L'ERNB a joint des preuves à l'appui à cette demande; et que

POUR CES MOTIFS l'ERNB demande à la Commission les éléments suivants :

- a) Une ordonnance approuvant les modifications du tarif intégrant des mises à jour mensuelles du facteur de perte de puissance active en vertu du chapitre 111 de la *Loi sur l'électricité*;
- b) La prise en compte d'une révision écrite conformément au calendrier suivant;
et

Soumission d'une demande et présentation des preuves par l'ERNB	Mercredi 30 juin 2010
Avis de la CESP (envoyé par courriel par l'ERNB aux participants du marché, aux transporteurs, au Comité consultatif du marché et aux parties intéressées à partir des audiences les plus récentes de l'ERNB)	Au plus tard le jeudi 8 juillet 2010
Date limite pour l'enregistrement et les commentaires des intervenants relatifs à la demande de révision écrite de l'ERNB	Mardi 13 juillet 2010
Interrogatoires envoyés à l'ERNB	Mardi 20 juillet 2010 (midi)
Réponses de l'ERNB aux interrogatoires	Mardi 27 juillet 2010 (fin de journée)
Présentation des preuves par les intervenants	Lundi 9 août 2010
Interrogatoires envoyés aux intervenants	Jeudi 12 août 2010
Réponses des intervenants aux interrogatoires	Jeudi 19 août 2010
Présentation des observations finales	Jeudi 26 août 2010

- c) Des ordres ou des directives concernant tout autre problème que la Commission jugera utile d'aborder.

DATÉ dans la Ville de Fredericton (Nouveau-Brunswick) le 30 juin 2010.

EXPLOITANT DE RÉSEAU DU NOUVEAU-BRUNSWICK

(Original Signed By)

Kevin C. Roherty
Secrétaire et conseiller juridique

1 **SOMMAIRE**

2
3 L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (« l'ERNB ») propose des
4 modifications au tarif d'accès au réseau (le « tarif ») qui permettront à des mises à
5 jour périodiques du facteur de perte de puissance active de mieux tenir compte des
6 pertes moyennes de transport du réseau. Le principal avantage des modifications
7 proposées est de réduire la quantité d'énergie réglée dans le marché de
8 réacheminement. Elles amélioreront la transparence et l'affectation des coûts
9 associés aux pertes de transport et elle entraînera un marché plus efficace.

10
11 Depuis février 2008, le facteur de perte de puissance active de 3,3 % établi par le
12 tarif a donné lieu à une sous-estimation des pertes de transport réelles dans
13 environ 80 % des cas. Par conséquent, une quantité d'énergie significative est
14 réglée dans le marché de réacheminement, par opposition au marché bilatéral pour
15 compenser les pertes de transport non prévues. Le règlement des pertes dans le
16 marché de réacheminement est moins transparent pour les parties touchées par la
17 transaction et moins efficace en termes de répartition des coûts que le traitement
18 des pertes dans le marché bilatéral. Pour répondre à ce problème, l'Exploitant du
19 réseau du Nouveau-Brunswick propose des modifications de tarif qui entraînerait
20 des mises à jour périodiques du facteur de perte de puissance active à l'aide d'une
21 démarche conventionnelle transparente.

22
23 D'une façon générale, plus le facteur de perte de puissance active est sensible aux
24 modifications dans les pertes de transport réelles, plus la réduction de la quantité
25 d'énergie réglée dans le marché de réacheminement sera grande. Cependant, si
26 les mises à jour du facteur de perte de puissance active sont trop souvent faites et
27 avec très peu de préavis, cela peut engendrer une perte de débouchés et une
28 augmentation du fardeau administratif. Pour répondre aux commentaires des
29 intervenants, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick propose que la
30 formulation du tarif comprenne des dispositions selon lesquelles les clients de
31 transport de l'énergie reçoivent un préavis minimal de trois mois avant une

1 modification quelconque au facteur de perte de puissance active et celle-ci
2 demeure fixe pour une période d'au moins trois mois. Aucune modification n'est
3 proposée pour les exigences actuelles du tarif en regard desquelles le facteur de
4 perte de puissance active soit fondé sur les pertes moyennes de réseau et que le
5 même facteur s'applique à toutes les transactions à la manière du tarif timbre-poste.

6

7 On propose que les détails concernant la fréquence des mises à jour, la période
8 d'avis et le calcul du facteur de perte de puissance active soient intégrés aux règles
9 du marché en vue d'offrir une plus grande souplesse de réponse aux marchés
10 évolutifs et aux occasions d'amélioration.

11

12 Les modifications nécessaires à la règle du marché associées à cette demande
13 sont élaborées en vertu d'un processus en parallèle. La proposition actuelle
14 donnerait lieu à des mises à jour trimestrielles du facteur de perte de puissance
15 active, établirait une période d'avis minimale de trois mois et calculerait le facteur
16 de perte en fonction des pertes moyennes de réseau pour la période de trois mois
17 précédent immédiatement le mois de la publication de l'avis. Les modifications
18 ultimes à la règle du marché devront respecter le résultat de cette demande car le
19 tarif l'emporte sur les règles du marché.

20

21 Les détails des modifications de tarif proposées et des modifications à la règle du
22 marché sont brièvement décrits dans les preuves de l'onglet 2. Bien que les détails
23 des modifications à la règle du marché soient fournis, l'Exploitant du réseau du
24 Nouveau-Brunswick ne demande pas l'approbation la Commission de l'énergie et
25 des services publics (la « Commission ») à cet égard. Les modifications pour
26 approbation à la règle du marché sont effectuées par la Commission de l'Exploitant
27 du réseau du Nouveau-Brunswick, mais celles-ci peuvent être examinées par la
28 Commission à la demande d'une personne.

29

30 Pour assurer une continuité et minimiser la confusion, l'Exploitant du réseau du
31 Nouveau-Brunswick suggère que la date d'entrée en vigueur des modifications du

1 tarif proposées soit établie à la date d'entrée en vigueur des modifications à la règle
2 du marché associées. On prévoit que les règles du marché pourraient entrer en
3 vigueur dans les 45 jours suivant la décision. Puisque la proposition exige une
4 période d'avis de trois mois avant toute modification du facteur de perte de
5 puissance active, un facteur de perte intérimaire est nécessaire au cours des
6 premiers mois. Les modifications à la règle du marché proposées établiraient le
7 facteur de perte intérimaire à la valeur actuelle de 3,3 %.

1 MODIFICATIONS PROPOSÉES DU FACTEUR DE PERTE DE PUISSANCE 2 ACTIVE

4 **Objectif du facteur de perte de puissance active**

5 Sur le marché du Nouveau-Brunswick, les acheteurs et les vendeurs sont
6 financièrement responsables des pertes de transport du réseau. C'est pourquoi il
7 est nécessaire d'utiliser un facteur de perte de transport afin de déterminer la
8 quantité d'énergie à intégrer dans les calendriers horaires du transport d'énergie
9 afin de compenser les pertes de transport. Par exemple, si l'on utilise le facteur de
10 perte de transport actuel de 3,3 %, un acheteur qui a besoin de 1 000 MWh devra
11 recevoir 1 033 MWh du vendeur (1 000 MWh plus les pertes de 33 MWh). Les
12 1 000 MWh d'énergie utilisés et les 33 MWh de perte sont négociés sur le marché
13 bilatéral physique et l'acheteur a la responsabilité de payer le vendeur pour ceux-ci
14 plutôt que de payer l'exploitant du réseau.

15
16 En théorie, le facteur de perte de transport serait parfait pour déterminer les pertes
17 réelles. Cependant, les flux énergétiques du réseau de transport de l'énergie
18 changent constamment et les pertes sont donc elles aussi différentes. Il est par
19 conséquent impossible d'établir un facteur de perte de transport parfait, car les flux
20 du réseau ne peuvent pas être parfaitement prévus.

21
22 Étant donné que l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick doit équilibrer le
23 réseau, tout écart entre les pertes réelles et les pertes prévues (déterminées par le
24 facteur de perte de puissance active) entraîne le réacheminement des sources
25 d'approvisionnement par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Le coût ou
26 le crédit de ce réacheminement est ajouté au compte des coûts mensuels résiduels
27 (« CMR ») qui est redistribué entre tous les clients de transport de l'énergie à la fin
28 du mois en fonction de leur part respective de la pointe non concordante
29 équivalente, conformément au tarif et aux règles du marché.

1 Dans l'exemple ci-dessus, si les pertes réelles consécutives étaient de 53 MWh, il
2 manquerait 20 MWh aux 33 MWh de pertes prévues dans le marché bilatéral. Pour
3 équilibrer le réseau, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick réacheminerait la
4 production en amont. Le coût de ce réacheminement serait ajouté au compte des
5 coûts mensuels résiduels et facturé aux clients de transport de l'énergie grâce au
6 mécanisme de coûts supplémentaires résiduels. Dans cet exemple, sur les 53 MWh
7 de perte, 33 MWh ont été négociés dans le marché bilatéral et 20 MWh l'ont été
8 dans le marché de réacheminement.

9 10 **Avantages d'un facteur de perte de puissance active amélioré**

11 Avec un facteur de perte de puissance engendrant une amélioration de l'estimation
12 des pertes réelles, une part plus importante des pertes serait traitée sur le marché
13 bilatéral et non plus sur le marché de réacheminement, grâce à laquelle :

- 14
- 15 • Les répercussions financières des pertes sur les clients de transport de
16 l'énergie seront plus transparentes. Bien que les pertes non couvertes dans
17 le marché bilatéral soient traitées dans le marché de réacheminement grâce
18 au compte des coûts mensuels résiduels, il est difficile pour les clients
19 d'établir une relation entre le compte des coûts mensuels résiduels ou le
20 mécanisme des coûts supplémentaires résiduels et le coût réel des pertes de
21 transport. Le compte des coûts mensuels résiduels est composé de
22 nombreux éléments, y compris les écarts de pertes de transport.
23 Réciproquement, les pertes prévues sont facilement quantifiées par les
24 clients individuels de transport qui connaissent le coût de cette énergie.

25

 - 26 • La distribution des coûts des pertes de transport sera améliorée grâce à la
27 répartition de la responsabilité des pertes entre les parties
28 proportionnellement aux flux énergétiques prévus. Le marché bilatéral
29 distribue beaucoup mieux les pertes de transport puisque celles-ci sont
30 établies à partir du flux énergétique qui est directement lié aux pertes. Dans
31 le marché de réacheminement, au contraire, les répercussions financières

1 des pertes sont actuellement distribuées sur la base de la pointe non
2 concordante qui mesure la demande et n'est liée aux pertes que de manière
3 indirecte. Par exemple, un client du service point à point avec une
4 réservation de service de transport garanti et aucun flux énergétique prévu
5 ne contribuerait **pas** aux pertes. Toutefois, puisque la distribution des coûts
6 de réacheminement associés aux écarts de pertes de transport est établie à
7 partir de la demande, ce client serait débité ou crédité d'une partie des coûts
8 de réacheminement.

- 9
- 10 • Les pertes et les gains financiers involontaires des participants au marché
11 résultant du règlement des pertes de transport dans le marché de
12 réacheminement seront réduits. Ces coûts peuvent être dus à la différence
13 entre les prix des pertes payés par les participants dans le marché bilatéral
14 et le règlement des pertes par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
15 dans le marché de réacheminement.

16

17 **Historique**

18 Dans sa décision du 31 mars 2003, le prédécesseur de la Commission de l'énergie
19 et des services publics (la « Commission »), la Commission des entreprises de
20 service public (« la CESP ») a approuvé le tarif dont la base existe aujourd'hui. La
21 Commission des entreprises de service public estimait que l'approche du tarif
22 timbre-poste pour les pertes de transport était non discriminatoire et appropriée et
23 que l'utilisation d'un facteur de perte moyen pour le réseau de 3,3 % était juste et
24 raisonnable. La Commission des entreprises de service public a inscrit dans sa
25 décision que les pertes réelles pour 2000-2001 étaient de 3,27 % et que des
26 variations minimales de ce facteur étaient à prévoir à l'avenir.

27

28 Dans le cadre de l'interrogatoire, le demandeur (Énergie NB) a noté que le facteur
29 serait révisé chaque année et modifié au besoin. Bien que le facteur de perte de
30 transport du tarif n'ait pas été modifié, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick
31 a réduit le facteur qui est passé de 3,3 % à 2,5 % en mai 2006 en raison d'une

1 diminution des pertes. Un avis annonçant cette modification a été publié sur le site
2 Web de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick. Le facteur est passé à 4 %
3 en février 2009 en utilisant le même procédé. Le personnel de la Commission a
4 ensuite informé l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick que pour modifier le
5 facteur de perte de puissance active, il était nécessaire de présenter une demande
6 officielle de modification du tarif. Le 1^{er} mars 2009, l'Exploitant du réseau du
7 Nouveau-Brunswick a donc réduit le facteur qui est repassé au taux de 3,3 %
8 approuvé initialement.

9

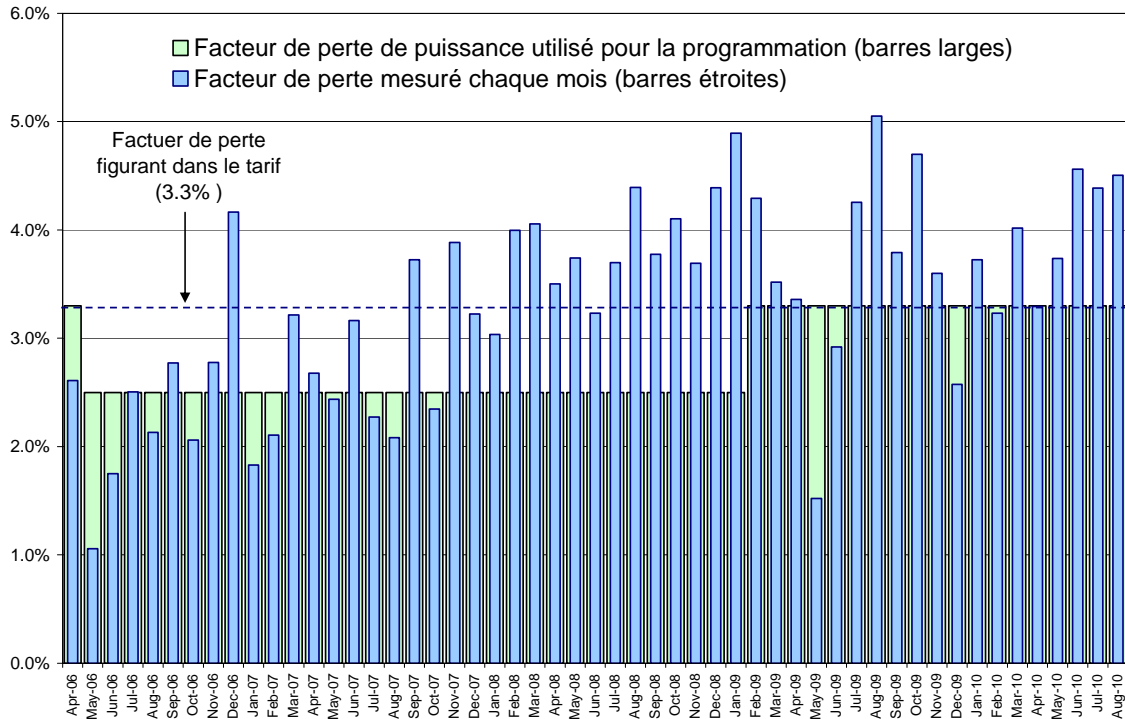
10 **Enjeu**

11 L'augmentation des pertes de transport a entraîné l'apparition d'un écart entre les
12 pertes réelles et les pertes prévues, comme elles sont déterminées par le facteur de
13 perte de puissance active à plusieurs reprises. La figure 1 montre le facteur de
14 puissance active, le facteur de perte utilisé par les clients de transport de l'énergie
15 pour la programmation et le facteur de perte mesuré pour la période d'avril 2006 à
16 août 2010. Le facteur de perte mesuré est égal aux pertes réelles mesurées
17 divisées par les quantités d'énergie totale programmées. Celui-ci représente le
18 facteur de perte idéale et sert de point de repère pour la comparaison. Depuis
19 février 2008, le facteur de perte de puissance active de 3,3 % est inférieur au
20 facteur de perte mesuré par mois dans 80 % des cas. La différence a parfois atteint
21 1,75 %.

22 En raison de ces écarts, une quantité d'énergie significative requise pour
23 compenser les pertes de transport d'énergie est réglée dans le marché de
24 réacheminement, par opposition au marché bilatéral. Comme il a été discuté
25 précédemment, le marché de réacheminement n'est pas aussi efficace que le
26 marché bilatéral dans la transparence et l'affectation des coûts liés aux pertes de
27 transport d'énergie.

Figure 1

Facteur de perte de puissance pour la programmation par rapport au facteur de perte mesuré



2 De nombreux facteurs ont une incidence sur les pertes de transport d'énergie, y
 3 compris la configuration du réseau, l'emplacement et la production des
 4 génératrices, l'emplacement et la demande en charges électriques, les injections
 5 d'importation et l'emplacement et les retraits d'exportation et l'emplacement.
 6 L'acheminement précis de sources d'approvisionnement sera touché par les prix
 7 instables des combustibles fossiles, les déclassements et les pannes des centrales
 8 existantes, les exigences réglementaires éventuelles visant les gaz à effet de serre,
 9 ainsi que la conjoncture changeante. Les tendances des charges électriques
 10 dépendront de l'état de l'industrie à forte consommation en électricité, de la
 11 croissance régionale et de la conjoncture des marchés adjacents. Tous ces facteurs
 12 rendent les pertes de transport hautement variables et difficiles à prévoir.

1 L'augmentation générale des pertes de transport est due à une augmentation du
2 schéma de distribution énergétique du Nord vers le Sud. Le remplacement de la
3 production de Point Lepreau par des importations du Québec, le transit de l'énergie
4 entre le Québec et la Nouvelle-Angleterre par le Nouveau-Brunswick, ainsi que la
5 perte de charge dans le Nord, constituent des facteurs contribuant à des flux plus
6 élevés du Nord au Sud. Généralement, l'utilisation accrue et l'augmentation de la
7 distance entre les injections et les retraits augmenteront les pertes.

8
9 La démarche existante, à savoir l'utilisation d'un facteur de perte de puissance
10 active à l'échelle du réseau, approuvée par la Commission des entreprises de
11 service public en 2003, est non discriminatoire, traite tous les clients de transport
12 d'énergie sur un pied d'égalité, et évite la complexité administrative d'une démarche
13 propre aux voies.

14
15 En raison de la récente variabilité du facteur de perte de transport mesuré (figure 1)
16 et en prévision d'une variabilité permanente, une démarche plus dynamique pour la
17 mise à jour du facteur de perte de puissance active serait avantageuse.

18 **Proposition**

19 La démarche actuelle, selon laquelle le facteur de perte de puissance active est fixé
20 dans le tarif, ne se prête pas à des mises à jour adaptées, car une modification du
21 facteur nécessite une modification du tarif qui est assujettie à un processus
22 réglementaire rigoureux.

23
24
25 L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick propose que le facteur de perte de
26 puissance active soit mis à jour à intervalles fixes à l'aide d'une démarche
27 conventionnelle transparente. Dans l'élaboration de cette démarche, les détails à
28 prendre en considération comprennent la durée de la période d'avis, la fréquence
29 des mises à jour, la méthodologie de calcul et la séparation de ce qui est inclus
30 dans le tarif et les règles du marché. Ces détails sont discutés ci-dessous.

1 Il existe des raisons administratives et relatives au marché pour l'établissement
2 d'une période d'avis avant toute modification du facteur de perte de puissance
3 active. On a déterminé que la participation au New England Forward Capacity
4 Market (« FCM ») est la raison dominante pour la longueur de la période d'avis. Les
5 participants au New England Forward Capacity Market doivent prendre une
6 obligation de livrer un niveau de capacité établi 2 à 3 ans à l'avenir. Ils doivent
7 posséder la production et une voie de transport adéquate pour la livraison de la
8 capacité. Les modifications du facteur de perte de puissance active ont une
9 incidence sur la capacité que les participants peuvent livrer. Par exemple, un
10 producteur de 100 MW peut livrer 96,8 MW avec un facteur de perte de 3,3 %, mais
11 seulement 95,2 MW avec un facteur de perte de 5 %. Afin d'éviter des pénalités de
12 non-livraison, un producteur pourrait être conservateur et ne vendre que 90 MW de
13 la capacité, sachant que le facteur de perte dépasserait rarement 10 %, mais ils
14 perdraient une partie du marché. Toutefois, le marché New England Forward
15 Capacity Market comprend des mécanismes grâce auxquels les participants
16 peuvent affecter leur obligation à une autre partie. Pour profiter de ces
17 mécanismes, le participant requiert un préavis de trois mois indiquant à l'avance
18 qu'il manquera à son obligation de capacité. Étant donné que l'Exploitant du réseau
19 du Nouveau-Brunswick ne souhaite pas réduire les occasions de marché, on
20 propose qu'une période d'avis minimale de trois mois soit donnée avant toute
21 modification du facteur de perte de puissance active.

22

23 La fréquence des mises à jour du facteur de perte est une question en grande
24 partie administrative, car des ajustements plus fréquents augmenteront le fardeau
25 pour les participants du marché qui programment l'énergie ou qui engagent la
26 capacité. Selon les commentaires des participants du marché, une mise à jour
27 mensuelle du facteur serait lourde. D'un autre côté, la mise à jour semestrielle
28 donne lieu à une amélioration significative par rapport au statu quo où le facteur de
29 perte de puissance active est fixé à 3,3 %. En conséquence, l'Exploitant du réseau
30 du Nouveau-Brunswick propose que le facteur demeure fixe pour une période
31 minimale de trois mois. Si les facteurs de perte réelle mesurés se stabilisent au fil

1 du temps, on peut éventuellement fixer le facteur pour des périodes plus longues et
2 toujours atteindre l'objectif principal.

3

4 L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick propose que le facteur de perte
5 continue d'être fondé sur les pertes moyennes du réseau et d'être appliqué à la
6 manière du tarif timbre-poste. Le facteur de perte moyenne est simplement les
7 pertes historiques mesurées divisées par les livraisons programmées pour la même
8 période. La seule considération qui demeure est la période pour laquelle la
9 moyenne est prise. En fonction d'une analyse des données historiques et
10 respectant les contraintes liées à la fréquence et à l'avis discutée plus haut, la
11 période pour laquelle l'erreur moyenne était la plus faible (mesurée par rapport à
12 calculée) était les trois mois précédant immédiatement le mois d'émission de l'avis.

13

14 L'application de l'avis proposé et des contraintes de fréquence semble faire
15 augmenter l'erreur moyenne lorsqu'on compare celle-ci à l'utilisation de mises à jour
16 plus fréquentes et de périodes d'avis plus courtes. Bien que l'application des
17 contraintes proposées aille à l'encontre de l'objectif de réduction des quantités
18 réglées dans le marché de réacheminement, on juge qu'il s'agit d'un compromis
19 acceptable entre l'objectif et les répercussions sur les participants du marché.

20

21 Pour une meilleure clarté, l'exemple suivant illustre comment le facteur de perte de
22 puissance active serait établi pour une période précise. Le facteur de perte pour la
23 période du 1^{er} janvier au 31 mars 2011 serait publié en septembre 2010 et serait
24 égal aux pertes de réseau moyennes pour la période de juin à août 2010.

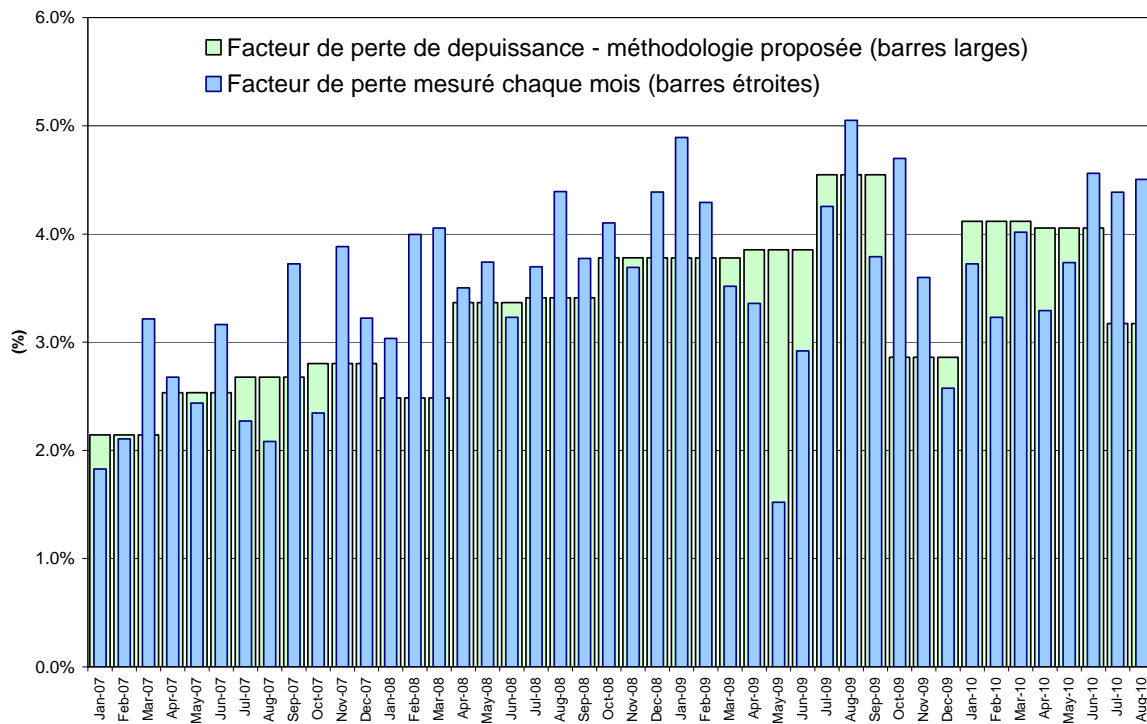
25

26 À l'aide de la méthodologie proposée, les facteurs de perte de puissance active
27 mensuels et les facteurs de perte réelle mesurés sont présentés à la figure 2. Si on
28 le compare à la figure 1, il y a une nette amélioration de la correspondance entre
29 ces facteurs. Le résultat serait des pertes prévues correspondant davantage aux
30 pertes réelles mesurées.

31

1
2

Figure 2
Méthodologie proposée par rapport aux pertes mesurées



3

4 Concernant la division entre le tarif et les règles du marché, on propose que le tarif
5 continue de comprendre les exigences à l'égard desquelles le facteur doit être
6 fondé sur les pertes moyennes du réseau, mais qu'il soit modifié pour comprendre
7 les contraintes liées à la fréquence des mises à jour, la longueur de la période
8 d'avis et qu'il permette d'établir les détails de la méthodologie de calcul dans les
9 règles du marché. Puisque le tarif l'emporte sur les règles du marché, la
10 méthodologie de calcul du facteur de perte doit respecter le résultat de cette
11 demande.

12

13 La raison pour l'intégration de la méthodologie détaillée dans les règles du marché
14 plutôt que dans le tarif est de permettre un degré de souplesse plus élevée au
15 moment d'apporter des modifications à la fréquence des mises à jour, à la longueur
16 de la période d'avis et à la période de détermination de la perte moyenne du
17 réseau. Les modifications peuvent être requises pour répondre à des marchés

1 évolutifs et des occasions d'amélioration. La surveillance réglementaire se poursuit,
2 ainsi tout le monde peut demander à la Commission de l'énergie et des services
3 publics d'entreprendre une révision de la modification des règles du marché.

4
5 Les contraintes proposées pour la période d'avis, la fréquence du calcul de la mise
6 à jour de la perte de réseau moyenne et la répartition entre le tarif et les règles du
7 marché ont été révisées et acceptées à l'unanimité par le Comité consultatif du
8 marché (le « CCM ») lors de la réunion du 19 octobre 2010.

9
10 Bien qu'elle ne soit pas membre du Comité consultatif du marché, Hydro-Québec
11 Production est également en faveur de cette proposition. Elle est une participante
12 du marché New England Forward Capacity Market et à ce titre, elle est directement
13 concernée.

14 15 Modifications du tarif proposées

16
17 Les modifications précises proposées sont les suivantes. Le texte à supprimer a été
18 barré et les éléments ajoutés ont été soulignés.

19 20 *Section 15.7 (Pertes de puissance active)*

21 *Les pertes de puissance active sont associées à tous les services de*
22 *transport. Le fournisseur de transport de l'énergie n'est pas tenu de fournir*
23 *des pertes de puissances actives. Le client du service de transport est*
24 *responsable du remplacement des pertes associées à tous les services de*
25 *transport telles qu'elles sont calculées par le fournisseur de transport de*
26 *l'énergie. Les facteurs de perte de puissance active qui s'appliquent sont*
27 *établis à partir des pertes moyennes du réseau et seront calculés tous les*
28 *mois conformément aux règles du marché des fournisseurs de transport de*
29 *l'énergie. Les clients du service de transport recevront un avis minimal de*
30 *trois mois à l'égard de toute modification du facteur de perte de puissance*
31 *active et le facteur de perte de puissance active demeurera défini pour une*

1 ~~période minimale de trois mois. Le facteur de perte de puissance moyen du~~
2 ~~réseau est de 3,30 %.~~

3
4 Section 28.5 (Pertes de puissance active)

5 Les pertes de puissance active sont associées à tous les services de
6 transport. Le fournisseur de transport de l'énergie n'est pas tenu de fournir
7 des pertes de puissances actives. Le client du réseau est responsable du
8 remplacement des pertes associées à tous les services de transport telles
9 qu'elles sont calculées par le fournisseur de transport de l'énergie. Les
10 facteurs de perte de puissance active qui s'appliquent sont établis à partir
11 des pertes moyennes du réseau et seront calculés tous les mois
12 conformément aux règles du marché des fournisseurs de transport de
13 l'énergie. Les clients du service de transport recevront un avis minimal de
14 trois mois à l'égard de toute modification du facteur de perte de puissance
15 active et le facteur de perte de puissance active demeurera défini pour une
16 période minimale de trois mois. Le facteur de perte de puissance moyen du
17 réseau est de 3,30 %.

18
19 Propositions de modifications des règles du marché

20 Si les propositions de révision du tarif sont approuvées par la Commission, les
21 détails de la période d'avis, de la fréquence des mises à jour et de la méthodologie
22 pour le calcul du facteur de perte de puissance active, y compris la formule, seront
23 intégrés aux règles du marché en accord avec le tarif.

24
25 Les modifications de la règle du marché suivantes seront proposées par l'entremise
26 du processus officiel de modification de la règle du marché.

27
28 Nouvelle Section 6.5C - Facteur de perte de puissance active
29

1 6.5C.1 Le facteur de perte de puissance active sera établi pour une période
2 de trois mois à compter de la première heure le 1^{er} janvier, le 1^{er} avril, le
3 1^{er} juillet et le 1^{er} octobre.

4
5 6.5C.2 Le facteur de perte de puissance active et les données d'ensemble
6 servant à sa détermination seront publiés au moins trois mois avant l'entrée
7 en vigueur du facteur de perte de puissance active.

8
9 6.5C.3 Le facteur de perte de puissance active sera déterminé par la somme
10 des pertes mesurées divisée par la somme des retraits horaires équilibrés
11 définitifs sur une période de trois mois civils précédant immédiatement le
12 mois de la publication du facteur de perte de puissance active.

13
14 6.5C.4 Les pertes mesurées mentionnées à la section 6.5C.3 seront
15 déterminées par la différence entre la somme de toutes les injections réelles
16 mesurées ou imputées dans le réseau sous le contrôle de l'exploitant de
17 réseau et la somme de tous les retraits réels mesurés ou imputés du réseau
18 sous le contrôle de l'exploitant de réseau pour la même période.

19
20 6.5C.5 Chaque fois que le facteur de perte de puissance active ne peut être
21 établi comme décrit aux sections 6.5C.1 à 6.5C.4, le facteur de perte de
22 puissance active sera de 0,033.

23
24 Modifications aux sections existantes

25
26 6.6.3 Un participant au marché qui désire que l'exploitant de réseau établisse
27 dans le calendrier une opération de transport d'énergie, et ce, un jour
28 d'acheminement doit, sauf indication contraire à la section 6.7.3(c), avant
29 11 h le jour précédent correspondant, présenter à l'exploitant de réseau un
30 calendrier équilibré provisoire renfermant :

1 a) un calendrier horaire équilibré des flux énergétiques relevant du
2 service point à point garanti; ce calendrier doit préciser les points de
3 livraison servant aux injections et aux retraits, y compris ceux des
4 interconnexions, ainsi que les quantités d'énergie à injecter et à retirer à
5 chacun, et ce, en tenant compte des pertes liées au transport d'énergie
6 conformément aux règles du marché tarif de transport d'énergie;

7 b) un calendrier horaire équilibré des flux énergétiques relevant du
8 service d'intégration au réseau; ce calendrier doit préciser les points de
9 livraison servant aux injections et aux retraits, y compris ceux des
10 interconnexions lorsqu'ils ne sont pas interdits par le tarif de transport
11 d'énergie, ainsi que les quantités d'énergie à injecter à chacun, et ce, en
12 tenant compte des pertes liées au transport d'énergie conformément aux
13 règles du marché tarif de transport d'énergie;

14
15 7.6.12 L'exploitant de réseau doit déterminer l'erreur d'arrondi prévue pour
16 chaque heure conformément à la formule suivante :

17 $Q(\text{injection}) - [Q(\text{retrait}) * (1 + \text{facteur de perte de puissance active facteur}$
18 $\text{de perte de transport})]$, arrondi au kWh le plus près

20 Répercussions quantitatives

21 Afin d'évaluer les répercussions potentielles de la quantité d'énergie réglée dans le
22 marché bilatéral par rapport au marché de réacheminement, une analyse horaire a
23 été réalisée à l'aide de données réelles au cours de la période de deux ans allant
24 du 1^{er} avril 2008 et 31 mars 2010. L'analyse comprend une estimation de la valeur
25 de l'énergie en dollars réglée dans le marché de réacheminement en conséquence
26 de la différence entre les pertes mesurées et les pertes déterminées par le facteur
27 de perte de puissance active. Le coût marginal horaire définitif a servi de substitut
28 pour les coûts de réacheminement. Les résultats de l'analyse sont illustrés dans le
29 tableau 1 ci-dessous.

1
2

Tableau 1

Répercussions du marché de réacheminement par rapport au marché bilatéral

	Au facteur de perte actuel de 3,3 %	En utilisant le facteur de perte proposé	Différence	%
Marché bilatéral (injections de MWh prévues)	36 901 551	37 047 643	146 092	0,4 %
Marché de réacheminement (MWh)	170 088	23 996	-146 092	-85,9 %
Estimation des coûts de réacheminement	7 904 409 \$	2 266 235 \$	-5 638 174 \$	-71,3 %

3 En utilisant la méthode proposée, 146 092 MWh au total passent du marché de
4 réacheminement au marché bilatéral. Ceci représente une réduction de 86 % de
5 l'énergie réglée dans le marché de réacheminement. L'estimation des coûts de
6 réacheminement qui alimentent le compte des coûts mensuels résiduels est réduite
7 de plus de 5,6 millions de dollars. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick n'a
8 aucun moyen d'estimer la valeur du coût également associé à l'augmentation
9 correspondante de la quantité d'énergie négociée dans le marché bilatéral.

10

11 Si les pertes déterminées par l'application du facteur de perte de puissance active
12 étaient exactement égales aux pertes de transport mesurées chaque heure, il n'y
13 aurait aucun réacheminement en conséquence des pertes. Bien qu'il soit
14 impossible d'atteindre cette situation idéale, la méthodologie proposée pour la
15 révision du facteur de perte de puissance active est une amélioration par rapport à
16 la pratique actuelle.

17

18 La mise en œuvre de la solution proposée devrait réduire l'argent net du coût
19 mensuel résiduel, car les pertes de transport d'énergie réglées dans le marché de
20 réacheminement constituent une source significative d'argent pour le compte des
21 coûts mensuels résiduels. À la différence du déséquilibre entre la production et la
22 charge électrique, il n'y a pas de flux de dollars compensatoire dans le calcul des

1 coûts mensuels résiduels pour compenser le réacheminement provoqué par des
2 écarts dans les pertes de transport. Par exemple, en cas de déséquilibre de charge,
3 si la production est acheminée à la hausse parce que les prévisions liées aux
4 charges étaient faibles, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick facture la
5 charge électrique au coût marginal horaire définitif et il paie le producteur
6 d'électricité à son prix de soumission et, dans une certaine mesure, la valeur de
7 l'annulation. Il n'y a pas de compensations de ce type dans le calcul des coûts
8 mensuels résiduels en ce qui concerne les écarts dans les pertes de transport
9 d'énergie.

10

11 **Répercussions financières sur les participants du marché**

12 Comme les pertes de transport sont gérées soit par le marché bilatéral, soit par le
13 marché de réacheminement, on ne peut se dérober à ses obligations financières.
14 Les répercussions financières des résultats nets sur les participants du marché
15 varieront selon que le facteur de perte de puissance active est trop élevé ou trop
16 faible et d'après la relation entre les prix d'acheminement de l'Exploitant du réseau
17 du Nouveau-Brunswick et les prix contractuels bilatéraux ainsi que l'affectation
18 imparfaite du compte des coûts mensuels résiduels. L'Exploitant du réseau du
19 Nouveau-Brunswick ne dispose pas de renseignements sur la tarification
20 contractuelle bilatérale et elle n'est pas en mesure d'analyser les répercussions
21 financières en fonction de chaque participant du marché. Cependant, le tableau
22 suivant illustre certaines observations générales sur les répercussions financières
23 pour les producteurs d'électricité et les clients de charge électrique en présumant
24 une affectation parfaite des coûts de réacheminement.

25

26 Pour les producteurs, on suppose qu'ils réalisent des bénéfices avec leurs ventes
27 sur le marché bilatéral et qu'ils percent même sur le marché de réacheminement.
28 Comme les producteurs ne savent pas s'ils effectueront un acheminement à la
29 hausse ou à la baisse, ils sont motivés à soumettre des prix de soumission sur le
30 marché de réacheminement qui reflètent les coûts marginaux afin de rester entiers.

1
2

Tableau 2
Répercussions financières

	Cas A	Cas B	Cas C	Cas D
Facteur de perte de transport d'énergie	Faible	Faible	Élevé	Élevé
Prix	Réacheminement faible Bilatéral élevé	Réacheminement élevé Bilatéral faible	Réacheminement faible Bilatéral élevé	Réacheminement élevé Bilatéral faible
Calendriers	Faible	Faible	Élevé	Élevé
Action de l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick	Réacheminement à la hausse	Réacheminement à la hausse	Réacheminement à la baisse	Réacheminement à la baisse
Charge électrique – Répercussions financières	<u>Positives</u> Les charges acquièrent de l'énergie bilatérale à un prix moins élevé et elles paient pour de l'énergie de réacheminement à prix faible pour combler l'écart.	<u>Négatives</u> Les charges acquièrent de l'énergie bilatérale à un prix moins faible et elles paient pour de l'énergie de réacheminement à prix élevé pour combler l'écart.	<u>Négatives</u> Les charges acquièrent de l'énergie bilatérale à un prix plus élevé et elles sont remboursées pour l'excédent de réacheminement à prix faible.	<u>Positives</u> Les charges acquièrent de l'énergie bilatérale à un prix plus faible et elles sont remboursées pour l'excédent de réacheminement à prix élevé.
Génératrices	<u>Négatives</u> Les producteurs réalisent moins de bénéfices en vendant de l'énergie sur le marché bilatéral.	<u>Négatives</u> Les producteurs réalisent moins de bénéfices en vendant de l'énergie sur le marché bilatéral.	<u>Positives</u> Les producteurs réalisent plus de bénéfices en vendant de l'énergie sur le marché bilatéral.	<u>Positives</u> Les producteurs réalisent plus de bénéfices en vendant de l'énergie sur le marché bilatéral.

3 **Transition**

4 Puisque la proposition globale pour la révision de la méthode de mise à jour du
5 facteur de perte de puissance active donne lieu à des modifications au tarif et aux
6 règles du marché, il existe une exigence de coordination entre les deux processus.
7 On a également besoin d'avoir un mécanisme en place en tout temps pour définir le
8 facteur, car celui-ci sert quotidiennement à des fins d'établissement du calendrier.

9

10 Pour assurer une continuité et minimiser la confusion du marché, on propose que la
11 décision découlant de cette demande entre en vigueur à la date associée à l'entrée
12 en vigueur des règles du marché. On prévoit que les modifications aux règles du
13 marché entreront en vigueur dans les 45 jours suivant une décision concernant
14 cette demande. Les dernières modifications des règles du marché devront

1 respecter le résultat de cette demande, car le tarif l'emporte sur les règles du
2 marché.

3

4 Si la décision sur le tarif entrainé en vigueur avant les modifications des règles du
5 marché, il est possible qu'il n'y ait aucun mécanisme pour définir le facteur de perte.
6 Une solution possible serait d'intégrer au tarif le texte énonçant que le facteur de
7 perte de puissance active doit être réglé à 3,3 % jusqu'à ce que les modifications
8 associées des règles du marché entrent en vigueur.

9

10 Il est également possible que la décision sur le tarif entre en vigueur après la date
11 d'entrée en vigueur des modifications associées des règles du marché, car le tarif
12 l'emporte sur les règles du marché. Le facteur pourrait être défini conformément
13 aux dispositions du tarif et non des règles du marché jusqu'à ce que les
14 modifications du tarif entrent en vigueur. Cela pourrait créer de la confusion auprès
15 des participants du marché, car il y aurait un écart entre le tarif et les règles du
16 marché. Le résultat de l'audience peut également donner lieu à d'autres
17 modifications imprévues aux règles du marché, nécessitant que l'Exploitant du
18 réseau du Nouveau-Brunswick reprenne les modifications.

19

20 Sans égard à la démarche entreprise concernant le choix du moment pour les dates
21 d'entrée en vigueur des modifications du tarif et des règles du marché, il y a une
22 exigence pour un facteur de perte de puissance active intérimaire. Le fait qu'une
23 période de trois mois soit proposée avant toute modification du facteur signifie
24 qu'un facteur intérimaire est défini pour les quelques premiers mois. La
25 section 6.5C.5 des modifications des règles du marché proposées aborde cette
26 question et énonce que le facteur de perte de puissance active doit être établi à
27 3,3 % si le facteur ne peut être défini conformément à la méthodologie proposée.

1 **Conclusion**

2 En résumé, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick propose une modification
3 de tarif qui permettra des mises à jour périodiques du facteur de perte de puissance
4 active, afin de mieux refléter les pertes de transport d'énergie moyennes du réseau
5 actif. La modification proposée a reçu le soutien unanime du Comité consultatif du
6 marché. Elle améliorera la transparence et l'affectation des coûts associés aux
7 pertes de transport et elle entraînera un marché plus efficace. Le tarif établira des
8 contraintes à l'égard de la période d'avis, de la fréquence des mises à jour, alors
9 que les règles du marché établiront la période d'avis, la fréquence des mises à jour
10 et la période de calcul du facteur de perte.

11

12 L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick demande respectueusement que la
13 Commission approuve les modifications du facteur de perte de puissance active au
14 tarif comme il est proposé dans cette demande.