



DÉCISION

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick conformément au paragraphe 113(3) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l'approbation de ses besoins en revenus afférents au transport pour l'année 2018-2019.

(Instance n° 415)

Le 13 décembre 2018

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

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick conformément au paragraphe 113(3) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l'approbation de ses besoins en revenus afférents au transport pour l'année 2018-2019. (Instance n° 415)

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

Président : Raymond Gorman, c.r.

Vice-président : François Beaulieu

Membre : John Patrick Herron

Conseillère juridique : Ellen Desmond, c.r.

Greffière en chef : Kathleen Mitchell

DEMANDERESSE :

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick : John Furey

INTERVENANTS :

Algonquin Tinker GenCo :

Robert Blank

Brookfield Energy Marketing LP :

Julien Wu

Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick :

Jeffery J. Callaghan

Houlton Water Company :

G. Peter Hyslop

HQ Energy Marketing Inc. :

Hélène Cossette

Maritime Electric Company, Limited :

Robert Younker

Northern Maine Independent System Administrator :

Kenneth Belcher

WKM Energy Consultants Inc. :

William Marshall

Intervenante publique :

Heather Black

A. Introduction

- [1] Aux termes du paragraphe 113(3) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7 (Loi), la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) est tenue de déposer une demande au moins une fois tous les trois ans à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (Commission) en vue de faire approuver ses besoins en revenus afférents au transport.
- [2] La Commission a approuvé les derniers besoins en revenus afférents au transport d'Énergie NB et les tarifs de transport en résultant en vertu du tarif d'accès au réseau de transport (TART) par décision du 13 mai 2015 suivie d'une ordonnance datée du 8 juillet 2015 (Instance 256). Ces tarifs ont été mis à jour le 6 mai 2016 afin d'inclure un rajustement pour les besoins en revenus d'Algonquin Tinker GenCo (Algonquin).
- [3] Le 6 juillet 2018, Énergie NB a déposé une demande et une preuve à l'appui (Demande) afin de solliciter une ordonnance approuvant ses besoins en revenus afférents au transport ainsi que divers tarifs en vertu du TART.
- [4] Conformément à l'ordonnance de la Commission datée du 11 juillet 2018, un avis de la présente Demande a été fourni par Énergie NB aux clients existants du service de transport et aux clients des réseaux d'interconnexion, aux fournisseurs voisins de services de transport et aux autres parties intéressées. Un avis de la présente Demande a également été publié sur les sites Web d'Énergie NB et de la Commission.
- [5] Une conférence préalable à l'audience a été tenue le 31 juillet 2018 lors de laquelle huit parties ont été approuvées à titre d'intervenants en plus de l'intervenante publique. Un horaire de dépôt a aussi été approuvé par la Commission, fixant la date de l'audience au 6 novembre 2018.

B. Cadre législatif

- [6] Il s'agit de la deuxième demande présentée par Énergie NB afin de faire approuver ses besoins en revenus afférents au transport depuis que la Loi est entrée en vigueur en 2013. Le mandat de la Commission en matière de transport est défini à la partie 6, section D de la Loi.

[7] La présente Demande diffère de la demande antérieure en ce sens qu'Énergie NB ne demande pas l'approbation de modifications aux dispositions du TART aux termes du paragraphe 113(2) de la Loi. Elle ne sollicite que l'approbation des changements à ses besoins en revenus afférents au transport et à ses tarifs. Pendant l'audience, Énergie NB s'est engagée à déposer une demande en 2019 pour aborder certaines dispositions du TART.

[8] Même si Énergie NB est responsable du TART, il importe de noter qu'au sens de la Loi, « transporteur » désigne Énergie NB et toute autre personne qui, au moment de l'entrée en vigueur de la Loi, était propriétaire d'un réseau de transport dans la province (ou un propriétaire subséquent). Algonquin est actuellement le seul transporteur de la province, hormis Énergie NB, ayant des besoins en revenus approuvés.

[9] Le paragraphe 113(14) de la Loi prévoit ce qui suit :

113(14) Dans le cadre de la demande que présente un transporteur en vertu du présent article en vue de faire approuver ses besoins en revenus afférents au transport, la Commission est tenue, l'audience terminée, d'approuver ou de fixer des tarifs justes et raisonnables par rapport à la prestation du service de transport et des services accessoires et de fixer la date d'entrée en vigueur de toute modification du tarif de transport agréé, sa décision étant prise en fonction de ce qui suit :

a) si un seul transporteur est partie à l'instance qu'elle préside :

(i) les besoins en revenus afférents au transport de celui-ci tels qu'elle les a approuvés ou fixés,

(ii) les derniers besoins en revenus afférents au transport des autres transporteurs qu'elle a approuvés ou fixés;

b) si plusieurs transporteurs sont parties à l'instance qu'elle préside, leurs besoins en revenus afférents au transport tels qu'elle les a approuvés ou fixés.

[10] Le seul transporteur dans la présente instance sollicitant l'approbation de ses besoins en revenus est Énergie NB. Au moment d'approuver ou de fixer de nouveaux tarifs en vertu du tarif, la Commission doit toutefois tenir compte à la fois des besoins en revenus d'Énergie NB et de ceux d'Algonquin, tels qu'elle les avait fixés.

[11] Dans sa décision du 8 août 2018, la Commission a approuvé les besoins en revenus d'Algonquin d'un montant de 3 213 024 \$. Sont compris des frais de branchement des installations de 220 441 \$, qui sont déduits, laissant des besoins en revenus nets de 2 992 583 \$.

[12] Le paragraphe 113(15) donne aussi des directives sur les facteurs à prendre en considération dans une demande de cette nature. Ce paragraphe prévoit ce qui suit :

113(15) Sous réserve du paragraphe (16), pour rendre son ordonnance ou sa décision portant sur une demande prévue au présent article, la Commission tient compte

- a) des dispositions de l'énoncé de politique que prévoit l'article 68;
- b) du plan intégré des ressources le plus récent approuvé ou réputé approuvé par le Conseil exécutif en vertu de l'article 100;
- c) du plan stratégique, financier et d'immobilisations le plus récent qui a été déposé auprès d'elle en vertu de l'article 101;
- d) de toutes exigences légales qui s'imposent à la Société et qui peuvent s'avérer utiles à la demande, y compris, notamment, celles qui sont liées aux plans de gestion de la demande et aux plans d'efficacité énergétique et celles relatives à l'énergie renouvelable;
- e) de toute directive que le Conseil exécutif a donnée en vertu de l'article 69 qui peut s'avérer utile à la demande;
- f) de toute politique établie par règlement pris en vertu de l'alinéa 142(1)f) et qui peut s'avérer utile à la demande;
- g) de tout autre facteur qu'elle estime pertinent.

C. Enjeux et analyses

1. Besoins en revenus

[13] La présente décision traite d'abord de la demande d'approbation des besoins en revenus afférents au transport.

[14] Dans sa preuve révisée, Énergie NB a demandé que la Commission approuve des besoins en revenus totaux de 116,8 millions de dollars. Ces coûts reflètent le montant requis pour exploiter le réseau de transport pour supporter les activités, l'entretien, les dépenses administratives, l'amortissement, les taxes, les intérêts et les autres frais financiers prévus tout en permettant un rendement des capitaux propres admissible. Énergie NB établit les détails de ses besoins en revenus comme suit :

Division Transport et Exploitant de réseau d'Énergie NB	
Besoins en revenus	
Exercice se terminant le 31 mars 2019	
(en millions de dollars)	
Composante	Montant*
Exploitation, entretien et administration	49,6 \$
Amortissement et déclassement	23,4
Taxes	10,4
Charges financières	13,3
Rendement des capitaux propres admissible (bénéfice net)	20,2
Total des besoins en revenus	116,8 \$

* Le total peut ne pas correspondre en raison de l'arrondissement.

- [15] Énergie NB a inclus ses besoins en revenus afférents au transport dans sa demande générale de tarifs de 2018-2019 (Instance 375). Dans la Demande actuelle, Énergie NB a proposé des révisions mineures à ces besoins en revenus et a produit des preuves à l'appui de ces révisions. Aucune partie n'a remis en question ces révisions.
- [16] Les parties ont convenu que la plupart des dépenses prévues s'avéraient raisonnables, hormis quelques petites exceptions. Aucune partie n'a contesté les taxes, les charges financières ni le rendement des capitaux propres admissible. Les seuls points ayant soulevé des questions touchent les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA), l'amortissement et le déclassement.
- a. Exploitation, entretien et administration**
- [17] Il y a seulement deux secteurs où les charges d'EEA ont augmenté significativement depuis leur approbation dans l'Instance 256, soit la main-d'œuvre et les avantages sociaux et les services extérieurs. La hausse des services extérieurs n'a fait l'objet d'aucune contestation et la Commission est d'avis que l'explication de l'écart justifie adéquatement l'augmentation.

- [18] En ce qui a trait à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux, une question a été soulevée lors du contre-interrogatoire portant sur deux nouveaux postes relatifs à la demande d'Infrastructure de mesure avancée (IMA). Ces postes ne sont pas requis puisque la Commission a rejeté la demande d'approbation du projet d'immobilisations pour l'IMA dans la demande de l'Instance 375. La Commission estime qu'il ne serait pas raisonnable d'autoriser le coût de ces postes supplémentaires et rejettera par conséquent un montant reflétant ce coût.
- [19] Toutefois, il y avait peu de preuves des charges estimées pour les nouveaux postes prévus au budget en lien avec l'IMA. M. Jeff Good, directeur, Finances et Exploitations, chez Énergie NB, a témoigné qu'il n'avait pas le montant exact, mais qu'il l'estimait être de 170 000 \$ à 200 000 \$ par année. Il n'y a aucune autre preuve sur laquelle s'appuyer en ce qui a trait au coût de ces deux postes en particulier. Il est établi que la meilleure preuve disponible indique que le montant s'élève à au moins 170 000 \$. La Commission est d'avis qu'il est raisonnable d'utiliser ce montant et rejette 170 000 \$ de charges d'EEA des besoins en revenus.

b. Amortissement et déclassement

- [20] Le deuxième point ayant été contesté porte sur l'amortissement et le déclassement. Énergie NB a inclus 2,97 millions de dollars de coûts pour des projets non attribués qui ont été contestés par le témoin de l'intervenante publique.
- [21] M. Marc Montalvo, témoin de l'intervenante publique, a été reconnu en tant qu'expert dans les domaines liés au tarif d'accès au réseau de transport *pro forma* de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis et de l'élaboration des besoins en revenus des services publics. Son rapport indiquait que ces coûts pour des projets d'immobilisations non attribués devraient être rejetés. Il a de plus énoncé qu'il n'y a aucun fondement connu ou mesurable fourni comme preuve pour inclure ces coûts dans les besoins en revenus, et a recommandé leur retrait. Il a estimé que le retrait de cette dépense en immobilisations entraînerait une réduction des besoins en revenus d'environ 94 000 \$ (selon un solde moyen de 1 482 672 \$ multiplié par le coût moyen pondéré du capital proposé de 6,34 pour cent).
- [22] Énergie NB a déposé une contre-preuve expliquant la somme de 2,97 millions de dollars en coûts contestée par M. Montalvo. La preuve indique que les dépenses totales en immobilisations tenaient compte de la répercussion des changements dans un certain nombre de projets d'immobilisations causés par les processus de soumission concurrentielle et de nouveaux renseignements sur la condition des sites. Énergie NB a fourni des détails sur tous les écarts

positifs et négatifs excédant 500 000 \$ pour les projets d'immobilisations ainsi que sur les écarts excédant le 2,97 millions de dollars des coûts en question.

- [23] Lors du contre-interrogatoire, M. Montalvo a retiré sa recommandation visant à supprimer ces coûts des besoins en revenus, affirmant que les renseignements supplémentaires dans la contre-preuve les expliquaient. La Commission a tenu compte de l'explication présentée dans la contre-preuve et estime qu'elle justifie adéquatement ces coûts.

c. Rendement des capitaux propres admissible

- [24] Dans la présente Demande, Énergie NB a sollicité un rendement des capitaux propres (RCP) de 10 %, soit le même montant ayant été approuvé par la Commission dans l'Instance 256. L'intervenante publique n'a pas contesté le RCP de 10 % demandé, mais elle a fait valoir qu'aux termes du paragraphe 113(15), la Commission est tenue de tenir compte d'un certain nombre de facteurs pour rendre une ordonnance ou une décision en vertu de l'article 113. Elle a noté que M. Good avait confirmé qu'Énergie NB n'avait pas envisagé ces facteurs en demandant un RCP de 10 % dans la présente instance.
- [25] L'intervenante publique a recommandé que les demandes futures d'approbation des besoins en revenus afférents au transport comprennent une explication du fondement du RCP proposé dans le but d'intégrer les facteurs énoncés au paragraphe 113(15), même si la demande ne comprend pas une hausse demandée du pourcentage du RCP.
- [26] Dans l'Instance 256, la Commission a abordé la question de la fourchette acceptable pour le RCP et de la nature de la preuve qui serait requise pour établir un RCP « supérieur » à la limite inférieure de la fourchette prescrite. La Commission a déclaré ce qui suit :

[75] De nombreux commentaires ont été formulés au sujet de la question du rendement des capitaux propres, qui a fait l'objet d'un contre-interrogatoire en profondeur. En vertu des paragraphes 113(10) et 113(11) de la Loi, la Commission permet un rendement des capitaux propres dans la fourchette réglementaire et prend appui sur la structure du capital réglementaire lorsqu'elle fixe les besoins en revenus afférents au transport de la Société. Le *Règlement général – Loi sur l'électricité* (Règlement du Nouveau-Brunswick 2013-67) prévoit une fourchette réglementaire comprise entre 10 % et 12% pour ce qui est du rendement des capitaux propres, et une structure du capital réglementaire composée de 65 % d'emprunts et de 35 % de capitaux propres.

[104] Pour établir la fourchette réglementaire du rendement des capitaux propres et la structure financière aux fins de l'approbation ou de l'établissement des besoins en revenus afférents au transport d'Énergie NB, l'Assemblée législative n'a prescrit aucune autre modification ou contrainte quant à la manière dont la Commission doit déterminer ce qui constitue un taux de rendement raisonnable. En l'absence de fourchette réglementaire, il incomberait normalement au demandeur de présenter des preuves fondées sur une pratique réglementaire normalisée, par exemple le modèle MEDAF, pour attester du caractère raisonnable du rendement demandé.

[105] En ce sens, la Commission considère que la fourchette réglementaire du rendement des capitaux propres correspond aux valeurs minimale et maximale de ce que la Commission déterminerait autrement comme un rendement des capitaux propres raisonnable. Si la Commission devait conclure que le taux de rendement raisonnable se situe au-delà de la fourchette réglementaire, elle aurait tendance à établir le taux de rendement à 12 % et non en deçà. Inversement, si la Commission jugeait que le taux de rendement raisonnable se situe en deçà de 10 %, le résultat serait probablement comparable.

[27] En l'absence de toute preuve fondée sur une pratique réglementaire normalisée comme le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), la Commission approuvera le RCP demandé de 10 %. Comme il a été noté ci-dessus dans la décision dans l'Instance 256, la Commission estime qu'un RCP de 10 % est une valeur minimale, et qu'il ne requiert donc pas de preuves à l'appui. Si Énergie NB demande un RCP supérieur à la valeur minimale, elle doit produire une preuve fondée sur une pratique réglementaire normalisée comme le MEDAF ou l'analyse de l'actualisation des flux de trésorerie.

d. Conclusion sur les besoins en revenus

[28] La Commission approuve les besoins en revenus demandés, moins la réduction de 170 000 \$ qui est détaillée ci-dessus. En outre, les derniers besoins en revenus approuvés d'Algonquin doivent être ajoutés à la somme approuvée pour arriver aux besoins en revenus finaux.

2. Services accessoires

[29] Énergie NB sollicite également l'approbation de la Commission pour ses besoins en revenus et les tarifs associés aux services accessoires qui se trouvent aux annexes 1, 2, 3, 5 et 6 du TART. Les tarifs demandés sont les suivants :

Services accessoires	Annexe dans le TART	Tarifs proposés
Service de programmation, de conduite du réseau et de répartition	Annexe 1	Réseau : 0,2035 \$/kW par mois Point à point : 0,234 \$/kW par mois
Service de fourniture de puissance réactive et de commande de la tension	Annexe 2	Réseau : 0,132 \$/kW par mois Point à point : 0,151 \$/kW par mois
Commande de production automatique	Annexe 3(a)	8,211 \$/kW par mois
Suivi de charge	Annexe 3(b)	8,176 \$/kW par mois
Commande de production automatique et suivi de charge pour éoliennes	Annexe 3(c)	0,44 \$/MWh
Réserve d'exploitation synchrone	Annexe 5	8,164 \$/kW par mois
Réserve d'exploitation supplémentaire (10 minutes)	Annexe 6(a)	3,908 \$/kW par mois
Réserve d'exploitation supplémentaire (30 minutes)	Annexe 6(b)	3,908 \$/kW par mois

[30] M. Marshall, représentant de WKM Energy Consultants Inc. (WKM), a déclaré être préoccupé par certains tarifs des services accessoires fondés sur la capacité (SAFC) et par l'utilisation du marché à terme d'ISO-New England pour réduire le coût des unités de remplacement. Il croit que le tarif en vigueur ne devrait pas changer puisqu'il pourrait y avoir des conséquences indésirables découlant des tarifs proposés. Selon lui, ces conséquences indésirables seront préjudiciables pour les différentes parties au sein du marché. Il a conclu que les tarifs en vigueur sont adéquats et qu'ils devraient être maintenus. Aucune autre partie n'a contesté les tarifs proposés.

[31] La Commission note que ni WKM ni tout autre intervenant n'a déposé de preuve sur cette question, et que WKM n'a pas proposé d'autre méthodologie. L'analyse par procuracy utilisée dans la présente Demande a été approuvée par la Commission dans l'Instance 256. La Commission conclut que la méthodologie utilisée par Énergie NB dans la présente Demande demeure appropriée et elle approuvera par conséquent les tarifs demandés.

3. Commande de production automatique et suivi de charge pour les éoliennes – Annexe 3(c)

- [32] L'annexe 3(c) du TART établit le tarif pour les services accessoires de commande de production automatique et de suivi de charge pour les tranches éoliennes intermittentes.
- [33] Dans la présente Demande, Énergie NB propose un tarif de 0,44 \$/mégawattheure (MWh) pour les services de l'annexe 3(c). Énergie NB déclare que ceci est fondé sur les coûts engagés en 2017-2018 et reflète le coût total de la capacité des services accessoires de l'exploitant de réseau moins le coût que l'exploitant de réseau aurait engagé s'il n'y avait pas eu d'achat de prestations de service de l'annexe 3(c) de parcs éoliens.
- [34] M. Scott Brown, ingénieur principal II, Transport et Exploitant de réseau pour Énergie NB, a témoigné que les charges pour ce service ne sont qu'un coût différentiel de l'énergie lié à la répartition du réseau avec et sans l'énergie éolienne. La différence entre les coûts est ensuite divisée par le MWh de l'énergie éolienne pour obtenir un coût par MWh de l'énergie éolienne produite.
- [35] La Commission approuve le tarif proposé et conclut qu'il est juste et raisonnable.
- [36] Le tarif exigé en vertu de l'annexe 3(c) a été débattu dans des audiences antérieures. Dans l'Instance 256, Énergie NB avait indiqué que, selon elle, les coûts déclarés n'englobent pas le coût total du service et qu'un mécanisme différent d'établissement des coûts pourrait s'avérer nécessaire. Énergie NB avait alors suggéré qu'une analyse des coûts pour l'annexe 3(c) soit achevée avant la fin de 2015. À ce jour, l'analyse des coûts du service n'a toujours pas été réalisée.
- [37] Comme l'a indiqué M. Montalvo, il est dans l'intérêt des clients du Nouveau-Brunswick que les ressources intermittentes soient traitées équitablement et que le tarif pour les services de l'annexe 3(c) reflète réellement les coûts engagés.
- [38] La Commission note qu'en général, l'utilisation des services de l'annexe 3(c) a décliné, passant d'un sommet d'environ 171 000 MWh à 75 000 MWh l'année dernière. Les données historiques indiquent que le coût réel lié à la prestation des services accessoires a varié. Le revenu total de l'année dernière se chiffrait à 22 360 \$. En raison de l'utilisation déclinante de ces services et du faible montant de revenu, la Commission n'exigera pas d'analyse portant sur les services de l'annexe 3(c) avant le dépôt de la prochaine demande d'approbation des besoins en revenus

d'Énergie NB. Par conséquent, cette dernière est tenue de déposer l'analyse avec ou avant sa prochaine demande en vertu du paragraphe 113(3) de la Loi.

4. Convention d'interconnexion pour les petits producteurs d'électricité

- [39] Dans l'Instance 256, une question a été soulevée à savoir si Énergie NB devait adopter la convention d'interconnexion pour les petits producteurs d'électricité type de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) dans le TART. Par conséquent, il a été ordonné à Énergie NB d'évaluer la nécessité d'une convention d'interconnexion pour les petits producteurs d'électricité et de déposer un rapport présentant ses conclusions.
- [40] Énergie NB a fourni un rapport énonçant qu'une convention d'interconnexion pour les petits producteurs d'électricité n'était pas requise pour le moment. Énergie NB a suggéré que bien qu'il puisse y avoir des demandes de branchement des installations en vertu de ce qui est appelé le Programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (PLERPE), ces projets ne requièrent pas de convention d'interconnexion pour les petits producteurs d'électricité distincte. De plus, puisqu'aucun autre projet de production d'électricité hormis le PLERPE n'est prévu dans le futur immédiat, la nécessité d'une telle convention est minime pour le moment.
- [41] Aucune partie n'a contesté la position d'Énergie NB sur la convention d'interconnexion pour les petits producteurs d'électricité. La Commission est convaincue que l'inclusion d'une convention d'interconnexion pour les petits producteurs d'électricité type de la FERC n'est pas requise puisque la convention d'interconnexion actuelle répond aux besoins des producteurs d'électricité pour le moment.

5. Analyse d'impact de la méthodologie de déséquilibre de la FERC

- [42] Le service de déséquilibres énergétiques (annexe 4 du TART) est fourni lorsqu'il y a un écart entre la livraison programmée et réelle au réseau de transport, ou bien entre le retrait programmé et réel du réseau de transport. Comme l'a approuvé la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick en 2006, un déséquilibre énergétique est établi au coût marginal du réseau.
- [43] Dans l'Instance 256, Énergie NB a reconnu que cette approche s'écartait du TART *pro forma* de la FERC. La Commission a exigé qu'Énergie NB lui soumette une analyse du tarif de transport en lien avec l'annexe 4 avant le 31 décembre 2015.

- [44] Ce rapport a été déposé tel qu'exigé et mis à jour en février 2018. La présente instance est la première occasion de se pencher sur ce rapport, ce qui a généré bien des discussions entre les parties.
- [45] L'étude, intitulée [traduction] *Analyse de l'impact de la méthodologie de déséquilibre de la FERC*, indique que les charges totales liées au déséquilibre perçues auprès des clients entre avril 2010 et mars 2015 à l'aide de la méthodologie actuelle d'Énergie NB étaient de 567 630 \$. L'application des sanctions de la FERC pendant la même période entraînerait une hausse du recouvrement d'environ 5,6 millions de dollars en charges liées au déséquilibre auprès des clients. Il semble y avoir une différence importante entre ces deux approches et cette situation mérite une plus ample réflexion.
- [46] La preuve était insuffisante pour aborder la question du déséquilibre pendant la présente instance, puisqu'Énergie NB a seulement déposé une demande de modification de ses besoins en revenus et de ses tarifs. Énergie NB a affirmé qu'elle déposerait une demande devant la Commission en 2019 afin de demander des changements à certaines dispositions du tarif de transport agréé.
- [47] La Commission ordonne à Énergie NB d'inclure des preuves relativement à la méthodologie du service de déséquilibres énergétiques dans le cadre de sa demande de 2019, après quoi la Commission sera mieux placée pour se pencher sur cette question.

6. Les dépôts réguliers

- [48] Dans la décision du 13 mars 2003, la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick a ordonné à Transco (division de Transport d'Énergie NB) de déposer ou de rendre accessibles pour inspection par la Commission certains rapports sur une base mensuelle, trimestrielle et annuelle.
- [49] À l'heure actuelle, ces rapports continuent d'être déposés. Énergie NB propose d'éliminer ou de rationaliser ces exigences en matière de déclaration en fournissant des rapports annuels seulement. Elle croit que ce changement est approprié puisque la Commission a l'occasion d'examiner toutes les questions relatives au TART au moyen d'une procédure au moins une fois tous les trois ans, conformément au paragraphe 113(3) de la Loi. Énergie NB note que cette possibilité en vertu de la Loi n'existait pas au moment de la décision de 2003.

- [50] Les circonstances ont changé depuis que l'ordonnance d'origine a été rendue. Dans le passé, Énergie NB a été autorisée à utiliser un taux de rendement qui avait des valeurs minimale et maximale. Il a été utile pour la Commission de surveiller comment la division de Transport d'Énergie NB respectait cette fourchette. La *Loi sur l'électricité* a été modifiée en 2013, et en raison de ce changement législatif et de la décision de la Commission concernant le RCP dans l'Instance 256, l'information n'est plus requise mensuellement ou trimestriellement.
- [51] Par conséquent, Énergie NB ne sera plus tenue de déposer des rapports mensuels et trimestriels à la Commission en ce qui concerne sa division de Transport et de l'Exploitant de réseau. La Commission continuera d'exiger le dépôt de rapports annuels.

7. Autres enjeux

- [52] M. Kenneth Belcher, président et chef de la direction de Northern Maine Independent System Administrator, a déclaré que les tarifs pour le service de réseau et le service point à point sont différents. Il a allégué que les deux services sont les mêmes et que, par conséquent, les tarifs devraient être identiques. Il a de plus soutenu que la différence entre les deux tarifs était contraire aux principes de l'ordonnance n° 888 de la FERC.
- [53] La différence entre les taux découle des facteurs de facturation appliqués dans la méthodologie approuvée. Selon les prévisions actuelles, les clients du service de réseau et du service point à point paieront leur portion allouée des besoins en revenus.
- [54] Il est noté que la méthodologie utilisée par Énergie NB dans la présente Demande est la même que celle qui a été approuvée par la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick le 13 mars 2003 et une autre fois par la présente Commission dans l'Instance 256. La question n'a pas été étudiée à fond lors de l'audience. La Commission n'est pas convaincue que toutes les parties ont eu une possibilité équitable d'aborder la question ni que les preuves étaient suffisantes. Pour ces motifs, la Commission n'abordera pas cette question dans le cadre de la présente décision.

D. Conclusion

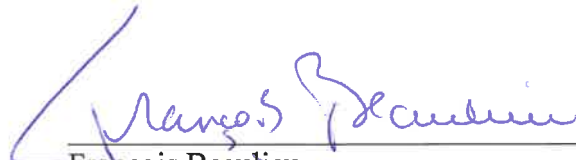
1. Approbation des besoins en revenus et des tarifs

- [55] Il est ordonné à Énergie NB de déposer, aux fins d’approbation par la Commission, ses besoins en revenus afférents au transport de 2018-2019 et les tarifs de transport en résultant en vertu du TART conformément aux décisions prises dans le cadre de la présente instance. Ces révisions doivent inclure les derniers besoins en revenus approuvés liés à Algonquin Tinker GenCo.
- [56] Après examen de la Demande déposée ci-dessus, la Commission approuvera les besoins en revenus et fixera des tarifs justes et raisonnables pour la prestation du service de transport et des services accessoires, et fixera la date à laquelle les changements au tarif de transport agréé entreront en vigueur.

Fait à Saint John, Nouveau-Brunswick, ce 13^e jour de décembre 2018.



Raymond Gorman, c.r.
Président



François Beaulieu
Vice-président



John Patrick Herron
Membre