



DÉCISION

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en vertu du paragraphe 103(1) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l'approbation des barèmes des tarifs pour l'exercice financier débutant le 1^{er} avril 2017.

(Instance n^o 336)

Le 14 juin 2017

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 en vertu du paragraphe 103(1) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l'approbation des barèmes des tarifs pour l'exercice financier débutant le 1^{er} avril 2017.

(Instance n° 336)

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

Vice-président : François Beaulieu

Membres : Michael Costello
Patrick Ervin
John Patrick Herron

Conseillère juridique : Ellen Desmond, c.r.

Greffière en chef : Kathleen Mitchell

DEMANDERESSE :

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick : John Furey

INTERVENANTS :

Enbridge Gaz Nouveau-Brunswick Inc. : Shivani Chopra

Parti vert du Nouveau-Brunswick : Margo Sheppard

Gregory Hickey

INTERVENANTS : (suite)

J.D. Irving, Limited :

Christopher Stewart

New Clear Free Solutions :

Chris Rouse

Utilities Municipal :

Scott Stoll

Intervenante publique :

Heather Black

A. Introduction

- [1] La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a présenté le 4 octobre 2016 une demande auprès de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (Commission) afin que celle-ci émette une ordonnance approuvant les barèmes des tarifs qu'elle propose de facturer pour ses services pour l'exercice commençant le 1^{er} avril 2017 (exercice de référence). En outre, Énergie NB a demandé une prolongation de la durée du compte de report réglementaire de Petroleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) en raison de la prolongation de la durée économique de la centrale de Coleson Cove.
- [2] La Commission a tenu une séance publique à Fredericton le 24 janvier 2017 en soirée en vue de recevoir les observations du public concernant cette demande. Cinq présentations furent effectuées et la Commission a reçu trois observations écrites. Durant l'audience, le personnel de la Commission a demandé et obtenu les commentaires de témoins d'Énergie NB par rapport aux observations du public recueillies lors de la séance. La Commission encourage la participation des membres du public et a pris en considération les présentations et les lettres de commentaires dans cette instance.
- [3] L'audience s'est déroulée à Fredericton entre le 20 et le 24 février 2017. En plus de ses éléments de preuve déjà produits, Énergie NB a présenté cinq panels de témoins aux fins du contre-interrogatoire. Deux témoins experts ont présenté des preuves au nom d'Énergie NB. M. John Todd, d'Elenchus Research Associates Inc. (Elenchus), a été reconnu à titre d'expert dans le domaine de la réglementation des services d'électricité et du gaz naturel. M. James Stephens, de ScottMadden Inc. (ScottMadden), a été reconnu à titre d'expert dans le domaine des opérations et de la gestion des risques au sein des marchés énergétiques.
- [4] Deux intervenants ont présenté des preuves dans cette instance. L'intervenante publique a présenté la preuve de M. Robert Knecht, reconnu à titre d'expert en économie réglementaire et en tarification. New Clear Free Solutions a présenté la preuve de M. Chris Rouse. Les autres intervenants nommés dans la liste ci-dessus ont participé à l'audience, mais n'ont pas présenté de preuve.
- [5] La Commission a rendu une décision partielle orale relative à cette instance le 27 mars 2017, dans laquelle elle a approuvé des besoins en revenus de 1 720,9 millions de dollars, soit une réduction de 4,7 millions de dollars comparativement aux besoins en revenus de la demande. Énergie NB était tenue de présenter ses calculs liés aux augmentations tarifaires uniformes et différentielles révisées pour ses catégories de clients, ainsi qu'une

version révisée de ses barèmes des tarifs. Ces calculs ont été présentés à la Commission le 29 mars.

- [6] Le 30 mars, la Commission a rendu une seconde décision partielle approuvant une augmentation tarifaire uniforme de 1,77 % pour toutes les catégories de clients, à l'exception des clients résidentiels et des clients de la catégorie Usage général I. Une augmentation de 2,07 % a été approuvée pour la catégorie résidentielle, et une augmentation de 0,80 % pour la catégorie Usage général I. La Commission a approuvé les barèmes des tarifs devant entrer en vigueur le 1^{er} avril 2017.

B. Cadre législatif

- [7] En vertu de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7 (Loi), Énergie NB est tenue de présenter à la Commission une demande d'approbation de ses tarifs pour chaque exercice financier. La demande doit comporter les prévisions des charges et des revenus, les besoins en revenus et les barèmes des tarifs proposés d'Énergie NB. Si elle est convaincue que les tarifs sont justes et raisonnables, la Commission approuvera les tarifs, ou sinon elle fixera ceux qu'elle jugera justes et raisonnables.
- [8] Pour considérer la demande, les clauses suivantes de la Loi sont particulièrement pertinentes :

Tarifs

103(7) Lorsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables, la Commission rend son ordonnance ou sa décision en fonction des besoins en revenus de la Société, ayant tenu 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 et 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.

103(8) Lorsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables, la Commission peut tenir compte :

- a)* des politiques comptables et financières de la Société;
- b)* des questions liées à la répartition des coûts et à la conception des tarifs;
- c)* des frais liés au service à la clientèle;
- d)* des plans de gestion de la demande et des plans d'efficacité énergétique de la Société;
- e)* de tout autre facteur qu'elle juge pertinent.

[9] L'article 68, comme le mentionne le paragraphe 103(7)*a)*, dit ceci :

Politique gouvernementale en matière d'énergie électrique

68 La politique du gouvernement du Nouveau-Brunswick vise à ce que :

- a)* les tarifs que demande la Société pour les ventes d'électricité dans la province :
 - (i) soient fixés en fonction des coûts annuels prévus pour l'approvisionnement, le transport et la distribution d'électricité,
 - (ii) lui fournissent des recettes suffisantes pour qu'elle puisse obtenir un rendement juste et raisonnable dans le cadre de son objectif de produire un revenu suffisant pour pouvoir réaliser une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres;
- b)* les sources et les installations de la Société servant à l'approvisionnement, au transport et à la distribution d'électricité dans la province soient gérées et exploitées d'une manière compatible avec la prestation d'un service fiable, sécuritaire et économiquement durable de telle sorte que :
 - (i) l'approvisionnement en électricité, son transport et sa distribution soient les plus efficaces,

(ii) les consommateurs de la province jouissent d'un accès équitable à un approvisionnement sûr en électricité,

(iii) les consommateurs de la province reçoivent des services au coût le moins élevé;

c) conformément aux objectifs en matière de politique énoncés aux alinéas *a)* et *b)* et dans la mesure du possible, les tarifs de la Société pour les ventes d'électricité dans la province soient maintenus le plus bas possible et que les modifications tarifaires demeurent stables et prévisibles d'année en année.

C. Analyse

[10] Cette décision expose les motifs ayant mené aux décisions partielles de la Commission du 27 mars et du 30 mars 2017 qui ont approuvé les besoins en revenus pour l'exercice de référence et les tarifs différentiels pour deux catégories de clients, en plus d'approuver les barèmes des tarifs mis à jour. La prolongation de la durée du compte de report réglementaire de PDVSA, de même que d'autres questions sont également abordées ci-après.

[11] La demande d'Énergie NB se fondait sur les besoins en revenus prévus au budget de l'exercice de référence s'élevant à 1 725,6 millions de dollars. Afin de satisfaire à la totalité des besoins en revenus, Énergie NB a demandé une augmentation moyenne des tarifs de 2 % à compter du 1^{er} avril 2017. Selon Énergie NB, la demande a été faite dans le contexte de deux facteurs importants : la variabilité de ses activités et la réduction de sa dette, sans oublier la décision concernant Mactaquac qui était alors en attente et ses répercussions sur le progrès accompli en matière de réduction de la dette.

1. Prévisions des charges

[12] Énergie NB a déposé ses prévisions de charges pour les besoins des clients de la province pour la période s'échelonnant de 2017 à 2027. Les prévisions des charges sont fondées sur une analyse des charges passées et des tendances réalisée à l'aide des données recueillies dans le cadre de sondages effectués auprès des clients et des évaluations des facteurs économiques, démographiques et technologiques ainsi que d'autres facteurs ayant une incidence sur l'utilisation d'énergie électrique. Les prévisions des charges comprennent les principales hypothèses, dont aucune n'a été remise en question.

[13] Énergie NB a déployé des efforts en ce qui concerne l'amélioration de ses modèles de prévision. La décision de la Commission du 28 octobre 2015 (instance n° 272) se

rapportait à neuf mesures établies lors d'une vérification de GDS Associates (GDS) en 2007. La plupart de ces mesures ont été complétées ou complétées en grande partie.

- [14] L'une des mesures, qui demeure en suspens, se rapporte aux modèles de prévision à court terme. La vérification de GDS a relevé que les modèles à court terme pourraient permettre des prédictions plus précises que les modèles annuels s'appuyant sur un long passé. Énergie NB a accepté de participer à un groupe de travail en vue d'examiner toute question non résolue liée aux prévisions des charges.
- [15] Dans sa décision du 21 juillet 2016 (instance n° 307), la Commission a demandé à Énergie NB de présenter une mise à jour de ses progrès et les recommandations du groupe de travail. La présente demande soutient que les mesures en suspens demeurent des travaux en cours.
- [16] La Commission enjoint Énergie NB de présenter, dès la prochaine demande de tarification générale, une mise à jour de ses progrès concernant les mesures suggérées par la vérification qui demeurent en suspens ou sont inachevées. Si une recommandation spécifique du groupe de travail touchant une mesure en suspens liée à la vérification n'est pas disponible à cette date, la Commission exige une date d'achèvement prévue et un plan de travail.
- [17] L'approvisionnement énergétique de la province prévu pour l'exercice de référence est de 14 112 gigawattheures (GWh), légèrement en deçà de l'approvisionnement prévu pour l'année précédente. La demande annuelle prévue aux heures de pointe pour l'exercice de référence est de 3 060 mégawatts (MW), une diminution de 20 MW par rapport aux prévisions de l'exercice 2016-2017. Les estimations des répercussions de la stratégie de réduction et de déplacement de la demande d'Énergie NB fondées sur le Plan de gestion de la demande sont intégrées aux prévisions des charges.
- [18] La Commission approuve les prévisions des charges telles qu'elles ont été présentées.

2. Besoins en revenus

- [19] Énergie NB a présenté ses besoins en revenus prévus au budget, que voici :

Postes	Besoins en revenus Prévus au budget
(1) Dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité	639,5 M\$
(2) Exploitation, entretien et administration	468,4 M\$
(3) Amortissement et déclassement	250,6 M\$
(4) Taxes	44,3 M\$
(5) Frais de financement et autres bénéfiques	220,9 M\$
(6) Variation nette des soldes réglementaires	11,4 M\$
(7) Bénéfice net	90,6 M\$
(8) Total des besoins en revenus	1 725,6 M\$

- [20] La Commission a rectifié, dans sa décision partielle orale du 27 mars, les dépenses liées aux carburants et à l'achat d'électricité, tel qu'il est indiqué ci-après. La Commission a approuvé des besoins en revenus de 1 720,9 millions de dollars pour l'exercice de référence.
- [21] Les montants indiqués dans le tableau ci-dessus sont tels qu'on les retrouve dans la version finale des données fournies par Énergie NB dans la présente instance. Peu avant l'audience, toutefois, Énergie NB a expliqué que certains éléments avaient été revus au cours du processus d'achèvement du Plan décennal d'Énergie NB, Exercices 2018 à 2027 (Plan décennal).
- [22] Les montants énoncés ci-dessus ne comprennent pas ces révisions, mais elles sont intégrées à l'erratum déposé le 7 février 2017. Cette conciliation indique que les dépenses et bénéfiques d'exploitation révisés entraîneraient des bénéfices nets de 66,7 millions de dollars. Les motifs de la décision font référence aux montants indiqués dans le tableau ci-dessus, et reconnaissent que des ajustements ont été faits peu avant le début de l'audience, ce qui s'est répercuté sur les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration et sur les bénéfices nets.

a. Dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité

- [23] Énergie NB prévoit que les dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité s'élèveront à 639,5 millions de dollars pour l'exercice de référence. Cela comprend 188,6 millions de dollars pour le carburant, notamment le mazout lourd, le nucléaire et le charbon importé. Les prévisions d'achat d'électricité s'élèvent à 450,9 millions de

dollars. Énergie NB s'est appuyée sur le programme de modélisation et d'établissement des coûts PROMOD pour les prévisions du coût du carburant et des achats d'électricité.

- [24] Aucun intervenant n'a contesté les prévisions du coût du carburant et de l'achat d'électricité, à l'exception du Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie (PAERGI). M. Gregory Hickey a soutenu que la Commission devrait se préoccuper des achats du PAERGI. Le PAERGI est mandaté par le *Règlement sur l'électricité issue de ressources renouvelables - Loi sur l'électricité*, Règlement du N.-B. 2015-60 (Règlement). Personne n'a suggéré que les achats du PAERGI par Énergie NB ne sont pas conformes au Règlement.
- [25] Dans sa décision partielle orale du 27 mars, la Commission a abaissé les besoins en revenus, en raison de ce que la Commission considère une erreur de calcul de la part d'Énergie NB quant au coût du PAERGI. Le personnel de la Commission a relevé cette erreur pendant le contre-interrogatoire.
- [26] Énergie NB s'est servie d'un taux d'escompte pour le PAERGI de 15 % pour 2016-2017, alors qu'en fait le vrai taux pour cette année était de 12,1 %. Un deuxième aspect du calcul a été la hausse de tarif approuvée par la Commission pour 2016-2017, entrée en vigueur en juillet 2016. Énergie NB a fondé ses calculs sur une hausse de 2 %, alors que la Commission avait plutôt approuvé une hausse de tarif de 1,66 %. Avec ces corrections, les besoins en revenus ont été réduits de 4,7 millions de dollars pour l'exercice de référence.

b. Dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration

- [27] Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration proposées par Énergie NB se chiffrent au total à 468,4 millions de dollars. Dans sa décision partielle orale du 27 mars, la Commission n'a fait aucune réduction au budget d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice de référence.

c. Amortissement et déclassement

- [28] Les dépenses d'amortissement et de déclassement prévues au budget sont de 250,6 millions de dollars pour l'exercice de référence, une baisse de 15,4 millions de dollars par rapport au budget approuvé pour 2016-2017. Énergie NB attribue une partie de cet écart au prolongement de la vie des centrales de production de Belledune et de Coleson Cove. En se fondant sur les rapports d'ingénierie internes de 2016, la durée amortissable de ces centrales a été prolongée à 2040. Cela réduit les dépenses annuelles de dépréciation et accroît les revenus d'Énergie NB.

- [29] Énergie NB affirme que l'adoption des Normes internationales d'information financière exigeait d'évaluer annuellement la durée de vie estimée des centrales et que les périodes d'amortissement correspondent à ces estimations. Les vérificateurs externes d'Énergie NB ont conclu que les états financiers consolidés de mars 2016, qui intégraient les périodes d'amortissement, présentaient une image fidèle.
- [30] M. Knecht a recommandé de reporter les changements en matière de dépréciation en attendant d'obtenir plus de précisions sur la mise en œuvre de la tarification du carbone imposée par le gouvernement fédéral et sur l'élimination des centrales au charbon. Il a toutefois reconnu, en contre-interrogatoire, que cela nécessiterait un compte d'amortissement à des fins réglementaires, ce qu'il n'a pas recommandé.
- [31] Dans son plaidoyer final, Énergie NB a soutenu qu'il serait prématuré de formuler des hypothèses sur la façon dont le gouvernement provincial appliquera le plan fédéral en matière de carbone. Elle a soutenu que le Plan d'action sur les changements climatiques de la province présage l'adoption de lois en matière de changements climatiques suite à des consultations avec les parties prenantes. À propos de l'élimination des centrales au charbon, elle a affirmé qu'il pourrait y avoir des solutions de rechange, telles que l'exploitation saisonnière, qui permettraient d'atteindre les cibles d'émissions sans avoir à fermer la centrale de Belledune de façon prématurée.
- [32] La Commission reconnaît que les changements en matière de dépréciation proposés par Énergie NB sont conformes aux méthodes comptables actuelles. Cette question pourrait être abordée lors d'instances ultérieures, une fois que plus de précisions auront été dévoilées à propos des plans en matière de tarification du carbone et de l'avenir de l'électricité à partir de charbon.

d. Variation nette des soldes réglementaires

- [33] La Commission a approuvé l'établissement d'un compte de report réglementaire dans sa décision du 23 août 2007, relativement au règlement de l'action en justice conclu avec PDVSA. Sa raison d'être est de comptabiliser les économies réalisées grâce au règlement de l'action en justice avec PDVSA sur la durée de vie de la centrale de Coleson Cove (23 ans à cette date), et de permettre aux clients de profiter de ces économies de façon actualisée en les répartissant sur la période d'échéance du règlement (17 ans).
- [34] Dans sa demande, Énergie NB a demandé de prolonger la durée du compte de report réglementaire de PDVSA, en raison de la prolongation de la vie économique de la centrale de Coleson Cove. Cela aurait pour effet d'étaler les retombées du règlement sur

une période plus longue. Une telle prolongation nécessite de modifier la décision sur PDVSA.

- [35] La Commission approuve la demande d'Énergie NB. La décision sur PDVSA est modifiée pour étaler les crédits associés au règlement avec PDVSA sur la vie économique actuelle de la centrale de Coleson Cove.

3. Augmentations de tarif différentielles

- [36] La demande d'Énergie NB proposait des augmentations de tarifs différentielles afin d'améliorer le ratio revenu/coût pour les catégories de clients résidentiels et Usage général I. Dans sa décision du 13 mai 2016 (instance n° 271), la Commission a de nouveau affirmé qu'un ratio revenu/coût dans une fourchette de 0,95 à 1,05 est raisonnable. Le ratio revenu/coût de la catégorie résidentielle est en dessous la fourchette raisonnable, alors que la catégorie Usage général I est au-dessus.
- [37] Pour améliorer le ratio revenu/coût pour chacune de ces catégories, Énergie NB a proposé une augmentation de tarif pour la catégorie Usage général I de 0,90 %, et une augmentation de 2,33 % pour la catégorie résidentielle. Énergie NB estime que de tels tarifs différentiels permettraient de pousser graduellement ces catégories vers une fourchette raisonnable dans dix ans, sous réserve de variations aux méthodologies de répartition des coûts, à la conception tarifaire, ou aux changements de charge.
- [38] Dans sa décision partielle orale du 27 mars, la Commission a approuvé les augmentations de tarifs différentielles, d'après l'approche proposée dans la demande. La seconde décision partielle du 30 mars a approuvé les augmentations de tarifs de 0,80 % pour la catégorie Usage général I et de 2,07 % pour la catégorie résidentielle. Toutes les autres catégories se trouvent dans une fourchette raisonnable. La Commission a approuvé une augmentation de tarif uniforme de 1,77 % pour ces autres catégories.
- [39] Énergie NB a indiqué que le nombre d'années pour atteindre une fourchette raisonnable pour les tarifs des catégories Usage général I et résidentielle pourrait être traité lors d'un examen de la conception tarifaire. La Commission se penchera sur cette question lorsqu'elle traitera de la demande en matière de conception tarifaire déposée par Énergie NB le 1^{er} mai.

D. Autres enjeux

1. Étude sur la répartition des coûts par catégorie

- [40] Dans l'instance n° 271, la Commission avait approuvé la méthodologie de l'étude sur la répartition des coûts par catégorie (ERCC) d'Énergie NB, moyennant certaines modifications. Énergie NB devait déposer avec la présente demande une méthodologie d'ERCC révisée comportant les modifications.
- [41] Dans la présente demande, Énergie NB propose deux changements à la méthodologie n'ayant pas été considérés dans l'instance n° 271. D'abord, elle propose de prévoir des coûts de programme d'efficacité énergétique reflétant un partage égal des avantages du programme pour les clients et le système électrique entier. Ensuite, elle propose d'attribuer séparément les taxes de production et de transport à leurs fonctions respectives, plutôt que selon les valeurs allouées complètes des centrales.
- [42] Énergie NB devait également, conformément à l'instance n° 271, inclure deux études d'ERCC dans la présente demande. Ces études devaient se pencher sur les estimations de charges et les facteurs coïncidents et sur la sous-fonctionnalisation des actifs de distribution. Elenchus a préparé ces études qui ont été acceptées par Énergie NB et ont été déposées comme preuves.
- [43] Énergie NB a déposé un modèle d'ERCC recommandé avec la présente demande. Il comprend la méthodologie d'ERCC révisée, y compris les deux changements mentionnés précédemment et les recommandations formulées par les études d'Elenchus.
- [44] M. Knecht et Utilities Municipal (les services publics municipaux) ont soulevé des questions par rapport au modèle d'ERCC recommandé. Ils acceptent que les enjeux puissent être intégrés à une consultation des intervenants en cours et considérés par la Commission dans le cadre de la demande de tarification générale 2018-2019. Aucune des parties présentes ne s'est opposée à cette approche.
- [45] La Commission accepte le modèle d'ERCC d'Énergie NB et considérera tout enjeu supplémentaire dans le cadre de la demande de tarification générale 2018-2019.

2. Amélioration continue

- [46] Énergie NB a déclaré que la réduction des coûts et l'amélioration de la productivité sont des parties intégrantes de ses objectifs opérationnels. Ces réductions et améliorations

visent à conserver des tarifs bas et stables pour les clients, conformément aux objectifs en matière de politique décrits dans la Loi.

- [47] Comparativement au plan précédent, le Plan décennal diminue de 211 millions de dollars l'objectif d'amélioration continue pour la période de 2018 à 2027. Dans son témoignage, M^{me} Clark a précisé que les économies sont plus longues à réaliser que prévu.
- [48] M. Stewart, conseiller juridique pour J.D. Irving, Limited, alléguait qu'Énergie NB a une obligation envers ses contribuables de contrôler ses coûts. M. Stoll, conseiller juridique pour les services publics municipaux, a soutenu Énergie NB et l'a encouragée à trouver des économies et à continuer d'améliorer ses activités. Il a remarqué par contre que « [traduction] toute approche de réduction des coûts devrait être examinée sérieusement afin que les améliorations à court terme au ratio dette-capitaux propres ne deviennent pas plus importantes que d'avoir une société en santé à long terme. »
- [49] La Commission accepte qu'Énergie NB doit continuer de se concentrer sur ses initiatives d'amélioration continue afin d'améliorer la productivité et de réduire les coûts.

3. Mécanisme de rajustement tarifaire

- [50] Certains éléments des activités d'Énergie NB sont hors de son contrôle. Ils peuvent créer des écarts importants entre les besoins en revenus approuvés et réels. Les sources de variabilité des activités incluent le prix du gaz naturel, les flux hydroélectriques faibles et la perte de charges industrielles et hors de la province. Énergie NB a déclaré que cette variabilité inhérente à ses activités a entraîné des plans de réduction de l'endettement net plus lents que prévus.
- [51] Dans la preuve déposée par l'intervenante publique, M. Knecht suggère qu'un mécanisme de rajustement à court terme devrait être considéré pour permettre la récupération des répercussions de variabilité. Dans son témoignage, M. Todd a soutenu l'idée d'un mécanisme de rajustement pour récupérer les écarts hors de contrôle à court terme. À son avis, ce mécanisme serait plus automatique et transparent que le régime tarifaire actuel.
- [52] Énergie NB soutient un mécanisme de rajustement pour gérer les répercussions des écarts afin d'assurer qu'Énergie NB réussisse à recouvrer tous ses coûts face à des risques asymétriques. Énergie NB a déclaré son intention de déposer une proposition d'ajustement tarifaire avant la demande de tarification générale de 2018-2019, si possible, ou lors du dépôt de la demande.

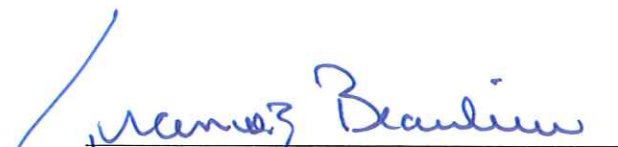
4. Politiques de gestion du risque financier


- [53] Dans l'instance n° 272, la Commission ordonnait à Énergie NB de présenter une proposition concernant la portée et le calendrier d'exécution d'une vérification externe visant à mesurer la conformité et l'efficacité des politiques de gestion du risque financier d'Énergie NB et de la Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick (Corporation de commercialisation). Celle-ci a été déposée le 27 avril 2016 et traite les vérifications de la conformité et les examens de l'efficacité séparément.
- [54] Énergie NB propose une vérification de la conformité interne biennale pour Énergie NB et Corporation de commercialisation, à partir de la période s'écoulant d'avril 2015 à mars 2017, et devant être déposée avec la demande de tarification générale de 2018-2019.
- [55] La proposition d'examen de l'efficacité de la politique de gestion du risque financier se concentre sur le programme de couverture : sa conception, sa surveillance, sa production de rapports et sa gouvernance. Énergie NB a déposé un rapport de ScottMadden comme preuve avec la présente demande. Ce rapport évalue l'efficacité des politiques de gestion du risque financier pour Énergie NB et Corporation de commercialisation. Il arrive à la conclusion que les politiques de gestion du risque financier sont appropriées et contribuent à l'accomplissement des objectifs de politiques de gestion du risque financier.
- [56] La Commission ordonne à Énergie NB de déposer des vérifications de la conformité pour Énergie NB et Corporation de commercialisation avec sa demande de tarification générale de 2018-2019.
- [57] Dans la demande actuelle, Énergie NB a rapporté a) une exemption à la Politique de prix de la marchandise et devises étrangères de Corporation de commercialisation et b) une exemption à la Politique de risque des prix de la marchandise et devises étrangères et des taux d'intérêt d'Énergie NB. Ces exemptions ont été approuvées par le conseil d'administration (CA) d'Énergie NB en février 2016.
- [58] Finalement, Énergie NB demande que la Commission approuve une modification à la Politique de risque des prix de la marchandise et devises étrangères et des taux d'intérêt, tel qu'approuvé par son CA en avril 2016. Énergie NB a déposé une copie de la politique révisée dans la présente demande. Aucune des parties ne s'est opposée à la politique révisée. La Commission approuve la politique révisée, tel qu'elle a été déposée.

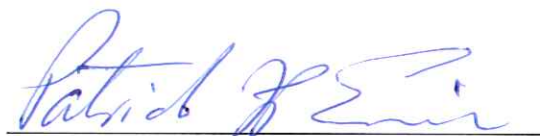
E. Approbation des tarifs

- [59] Conformément à la décision partielle orale et la seconde décision partielle de la Commission, les besoins en revenus prévus d'Énergie NB ont été réduits de 4,7 millions de dollars. Une augmentation tarifaire uniforme de 1,77 % a été fixée pour toutes les catégories de clients, sauf les clients résidentiels et la catégorie Usage général I. Une augmentation de 2,07 % a été fixée pour la catégorie résidentielle, et une augmentation de 0,80 % pour la catégorie Usage général I.
- [60] La date d'entrée en vigueur des tarifs a été fixée au 1^{er} avril 2017.

Fait à Saint John, Nouveau-Brunswick, ce 14^e jour de juin 2017.


François Beaulieu
Vice-président


Michael Costello
Membre


Patrick Ervin
Membre

MOTIFS CONCORDANTS DU MEMBRE HERRON

[1] Je suis d'accord avec la décision de la Commission. Je suis d'accord avec le résultat et les raisons mentionnées précédemment. J'aurais par contre inclus les raisons suivantes dans la décision.

1. L'objectif de capitaux propres et la structure de capital

[2] Dans la décision de la Commission liée à la demande de tarification 2015-2016 (instance n° 272), Énergie NB a été ordonnée de « fournir dans sa prochaine demande de tarifs une preuve traitant de la structure de capital adéquate à long terme » (paragraphe 124). Cette exigence a été modifiée dans l'instance n° 307 pour se conformer à la présente demande de tarification.

[3] Un rapport préparé par M. John Todd d'Elenchus Research Associates Inc. (rapport Elenchus) recommande des lignes directrices en ce qui concerne la structure de capital afin d'établir les tarifs chaque année. D'abord, le rapport énonce que l'objectif de 20 % légiféré devrait être considéré comme le seuil minimal pour permettre à Énergie NB d'absorber les risques sans devoir augmenter ses tarifs de façon excessive. Deuxièmement, les augmentations de tarifs annuelles égales offrent la meilleure possibilité d'augmentations futures basses et stables, malgré les écarts d'année en année. Troisièmement, afin de gérer les besoins en capital exceptionnels, des augmentations à court terme devraient être considérées afin de maintenir le minimum de 20 % de capitaux propres à long terme. Quatrièmement, afin de maintenir au moins 20 % de capitaux propres à long terme, des objectifs intérimaires excédant l'objectif de 20 % seront probablement nécessaires en prévision de besoins de capitaux majeurs. Finalement, M. Todd déclare que le progrès vers l'objectif de 20 % ne sera pas constant en raison des coûts cycliques et des écarts de revenus.

[4] Lors de son témoignage, M. Todd a décrit le besoin d'une trajectoire de tarifs fixe afin de fournir des revenus nets suffisants pour atteindre l'objectif de capitaux propres à l'avenir. Selon M. Todd, la date d'atteinte de l'objectif est guidée par l'anticipation de besoins importants de capitaux, tels que décrits dans le Plan décennal.

[5] Selon le Plan décennal, l'objectif de 20 % serait atteint lors de l'exercice fiscal 2023-2024. D'ici l'exercice se terminant en 2027, les capitaux propres représenteraient 28 %, quoique des écarts de dépenses pour l'option de fin de vie utile de la centrale hydroélectrique de Mactaquac (Mactaquac) puissent influencer ce résultat. Selon le plan,

ces résultats pourraient se réaliser grâce à des augmentations de tarifs de 2 % en moyenne pour l'exercice de référence et les trois exercices subséquents, suivies par des augmentations de 1 % en moyenne pour les six exercices restants.

- [6] M. Knecht, dans son rapport (rapport Knecht) déposé par l'intervenante publique, était d'accord avec plusieurs conclusions tirées par le rapport Elenchus. M. Knecht était aussi d'avis qu'Énergie NB « [traduction] devrait faire des progrès annuels pour accroître ses capitaux propres et que l'atteinte d'une proportion de 20 % de capitaux propres devrait être réalisée 'sans retard inutile' ». Il a déclaré que les augmentations de ratio de capitaux propres annuelles devraient être suffisantes pour absorber les fluctuations normales de revenus sans causer une diminution du ratio de capitaux propres d'Énergie NB. Il partageait l'avis qu'afin de maintenir une part de capitaux propres d'au moins 20 % tout en maintenant l'objectif légiféré sur les tarifs stables, Énergie NB devrait accumuler un « [traduction] 'tampon' de capitaux propres avant de démarrer des projets de capitaux importants », citant notamment le contexte actuel de remise à neuf imminente du barrage Mactaquac.
- [7] Le rapport Knecht convient également que la trajectoire des tarifs des prochaines années ne devrait pas indiquer d'augmentations plus importantes que celle de l'exercice de référence.
- [8] Le rapport Knecht offre une observation additionnelle : ni la législation, ni le rapport Elenchus n'offrent de détails quant à la date d'atteinte de l'objectif de 20 % de capitaux propres. Le rapport Knecht suggère que « [traduction] la Commission établisse une date cible plus ferme pour l'accomplissement de cette exigence légiférée. »
- [9] Aucune des parties n'a contesté le besoin d'atteindre une structure de capitaux propres d'au moins 20 % dans un laps de temps raisonnable afin de fournir à Énergie NB la capacité de financer d'importants projets d'immobilisations.
- [10] Comme mentionné précédemment, le rapport Elenchus et les commentaires de M. Knecht à ses propos ont été effectués à la demande de la Commission. De plus, l'audience comprenait un groupe d'experts désignés offert par Énergie NB en ce qui a trait au rapport Elenchus, dont M. Todd était le témoin expert.
- [11] Je diverge d'opinion avec mes collègues puisque je crois qu'il est raisonnable que la Commission énonce dans sa décision son interprétation des observations figurant dans les rapports Elenchus et Knecht.

[12] Selon la preuve et les témoignages devant la Commission au cours de cette instance, je suis d'accord avec les conclusions formulées dans les rapports Elenchus et Knecht en matière de structure financière. Particulièrement :

- Je suis d'accord que l'atteinte de l'objectif légiféré de 20 % est un niveau minimal nécessaire pour permettre à Énergie NB d'éviter les risques causés par les fluctuations de revenu qui pourraient causer des augmentations tarifaires excessives entrant en conflit avec les multiples objectifs en matière de tarifs prescrits par la Loi à l'article 68. Cet article énonce que les tarifs devraient être aussi bas, stables et prévisibles que possible.
- Je suis d'accord que les tarifs devraient être suffisants pour progresser chaque année vers l'atteinte de l'objectif légiféré de 20% de capitaux propres aussi rapidement que possible pour atténuer l'exposition au risque excessif de tarifs plus élevés à l'avenir.
- Je suis d'accord que la trajectoire de tarifs doit fournir des revenus nets suffisants pour atteindre l'objectif de capitaux propres légiféré. De plus, la trajectoire des prochaines années ne devrait pas indiquer d'augmentations plus importantes que celles de l'exercice de référence.
- Je suis en accord avec le rapport Elenchus qui énonce : « [traduction] Bien qu'il soit nécessaire de supposer que des changements inattendus causeront dans l'avenir des augmentations de tarifs qui dévieront de la trajectoire planifiée, des augmentations tarifaires annuelles égales offrent la meilleure possibilité d'augmentations basses et stables dans le futur, malgré les écarts inévitables d'année en année. »
- Je juge qu'afin de maintenir au moins 20 % de capitaux propres à long terme, des objectifs intérimaires appropriés excédant l'objectif légiféré de 20 % sont nécessaires en prévision de besoins de capitaux majeurs.
- Je remarque que la législation n'est pas précise quant à l'échéancier pour l'atteinte de l'objectif de 20 % de capitaux propres. J'estime cependant, selon les preuves fournies par les rapports Elenchus et Knecht, que les tarifs devraient continuer d'être suffisants pour progresser vers un objectif de capitaux propres au-delà des 20 % prescrits avant la remise à neuf proposée pour Mactaquac.

[13] Je conclus ainsi mes motifs concordants avec cette décision de la Commission.



John Patrick Herron
Membre