



NEW BRUNSWICK  
ENERGY & UTILITIES BOARD

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

### MOTIFS DE LA DÉCISION

**EN L'AFFAIRE CONCERNANT** une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick conformément au paragraphe 103(1) de la *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l'approbation des barèmes de tarifs pour l'exercice 2026-2027 et d'autres approbations.

(Instance EL-003-2025)

Le 26 août 2026

**EN L’AFFAIRE CONCERNANT** une demande de la Société d’énergie du Nouveau-Brunswick conformément au paragraphe 103(1) de la *Loi sur l’électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7, visant l’approbation des barèmes de tarifs pour l’exercice 2026-2027 et d’autres approbations. (Instance EL-003-2025)

**DEMANDE :** le 1<sup>er</sup> octobre 2025  
**AUDIENCE PUBLIQUE :** du 9 au 20 mars 2026  
**DÉCISION :** le 1<sup>er</sup> avril 2026  
**ORDONNANCE :** le 13 avril 2026

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

|           |                        |
|-----------|------------------------|
| Président | Christopher J. Stewart |
| Membre    | Heather Black          |
| Membre    | Michael Pickup         |

**PARTICIPANTS :**

|                                              |                 |
|----------------------------------------------|-----------------|
| Société d’énergie du Nouveau-Brunswick       | John Furey      |
| Coalition des personnes handicapées du N.-B. | Shelley Petit   |
| Saint John Human Development Council         | Randy Hatfield  |
| Solar NB Solaire                             | Michael Bourque |
| Utilities Municipal                          | Ryan Burgoyne   |

**INTERVENANT PUBLIC :** J.M. Alain Chiasson

## Table des matières

|       |                                                                                                                                                    |    |
|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1     | Introduction et conclusions sommaires.....                                                                                                         | 1  |
| 2     | Aperçu.....                                                                                                                                        | 2  |
| 3     | Audience, participation du public et transparence de la Commission .....                                                                           | 3  |
| 4     | Questions .....                                                                                                                                    | 4  |
| 5     | Des besoins en revenus de 2,7333 milliards de dollars sont raisonnables.....                                                                       | 5  |
| 5.1   | Les dépenses liées aux combustibles et à l'achat d'énergie sont raisonnables.....                                                                  | 6  |
| 5.1.1 | La Commission s'appuie sur les résultats PROMOD du 1 <sup>er</sup> trimestre .....                                                                 | 7  |
| 5.1.2 | Les hypothèses de rendement des centrales sont raisonnables .....                                                                                  | 7  |
| 5.2   | Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration sont réduites.....                                                                    | 9  |
| 5.2.1 | Les dépenses liées à l'initiative de modernisation du système de PRO sont raisonnables ..                                                          | 10 |
| 5.2.2 | Les dépenses liées à l'accord avec Laurentis sont raisonnables .....                                                                               | 12 |
| 5.2.3 | Les dépenses liées à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux sont réduites pour tenir compte d'un crédit plus élevé pour les postes vacants ..... | 14 |
| 5.2.4 | Le crédit d'amélioration continue est raisonnable .....                                                                                            | 19 |
| 5.2.5 | Les dépenses de gestion de la végétation sont raisonnables .....                                                                                   | 20 |
| 5.2.6 | Les dépenses liées à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande sont raisonnables .....                                                | 21 |
| 5.2.7 | Les autres postes de dépenses d'EEA n'ayant pas été abordés explicitement sont raisonnables .....                                                  | 23 |
| 5.3   | Les charges d'amortissement sont réduites pour exclure le projet de la CNPL.....                                                                   | 24 |
| 5.3.1 | L'amortissement lié au projet de la CNPL est interdit .....                                                                                        | 24 |
| 5.3.2 | La Commission n'exigera pas qu'Énergie NB effectue d'autres ajustements à l'amortissement .....                                                    | 25 |
| 5.4   | La demande de bénéfice net est raisonnable .....                                                                                                   | 29 |
| 5.5   | La prévision de revenus est augmentée pour refléter les revenus liés au tarif net zéro et aux frais de non-participation à l'IMA.....              | 31 |
| 5.6   | Des besoins en revenus de 2,7333 G\$ sont approuvés.....                                                                                           | 32 |
| 6     | La méthode de répartition des coûts est approuvée.....                                                                                             | 33 |
| 7     | La conception tarifaire, les tarifs et les frais sont approuvés .....                                                                              | 33 |
| 7.1   | Les tarifs uniformes sont approuvés afin d'être plus abordables pour les clients résidentiels.                                                     | 33 |
| 7.2   | La redevance d'équilibrage éolien est approuvée .....                                                                                              | 36 |
| 7.3   | Les prix pour le portefeuille de SEC sont approuvés .....                                                                                          | 37 |
| 7.4   | Les frais de non-participation à l'IMA sont approuvés.....                                                                                         | 39 |

|     |                                                                                                                       |    |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 7.5 | Les frais de paiement en retard et pour insuffisance de fonds sont approuvés.....                                     | 40 |
| 7.6 | Le tarif net zéro facultatif est approuvé et compris dans le portefeuille de SEC.....                                 | 40 |
| 7.7 | Les tarifs pour le Réseau branché sont approuvés.....                                                                 | 41 |
| 7.8 | Les nouveaux tarifs pour l'exploitation de bornes de recharge sont approuvés.....                                     | 42 |
| 7.9 | Les tarifs d'énergie interruptible et excédentaire sont approuvés.....                                                | 43 |
| 8   | Les politiques financières et en matière de gestion du risque sont approuvées .....                                   | 44 |
| 9   | Les exigences minimales de dépôt sont modifiées.....                                                                  | 45 |
| 10  | La Commission rejette la demande d'Énergie NB visant à ajouter un avenant tarifaire à la facture<br>des clients ..... | 46 |
| 11  | Conclusion, ordonnances et directives .....                                                                           | 47 |

## **1 Introduction et conclusions sommaires**

- [1] Conformément à la *Loi sur l'électricité* (la « Loi »), Énergie NB est tenue de demander à la Commission d'approuver les tarifs qu'elle propose d'imposer à ses clients pour ses services.
- [2] Énergie NB demande à la Commission d'approuver une augmentation de 4,75 % des tarifs pour l'exercice se terminant le 31 mars 2027, ce qu'elle souhaite appliquer de manière uniforme; les clients de toutes les catégories de tarif connaîtraient donc la même augmentation. Énergie NB mentionne devoir augmenter ses tarifs pour remédier au vieillissement de l'infrastructure, répondre à la demande d'électricité croissante, atténuer les effets des changements climatiques et effectuer une transition vers la carboneutralité imposée par le gouvernement tout en devant surmonter d'importantes difficultés financières et en attendant les résultats d'un examen global des activités. Énergie NB demande également à la Commission d'approuver une augmentation de la redevance d'équilibrage éolien, des hausses des tarifs pour ses produits et services de solutions énergétiques destinés aux clients, de nouveaux frais de non-participation à l'IMA, une nouvelle offre facultative de tarif net zéro, de nouvelles conceptions tarifaires et de nouveaux tarifs liés à la recharge des véhicules électriques, ainsi que d'autres tarifs, frais et propositions.
- [3] La Commission a déterminé qu'une augmentation annuelle des tarifs de 4,29 % appliquée de manière uniforme à toutes les catégories de tarif, à l'exception de l'avenant tarifaire réglementaire, est juste et raisonnable. Cette augmentation est inférieure à celle de 4,75 % proposée par Énergie NB parce que la Commission a réduit le budget d'Énergie NB, appelé les besoins en revenus, d'environ 7,0 millions de dollars afin de refléter :
1. les prévisions actualisées d'Énergie NB concernant les dépenses liées au projet de modernisation du système de PRO;
  2. les hypothèses raisonnables concernant le crédit pour les postes vacants visant à prévoir les dépenses de main-d'œuvre et d'avantages sociaux;
  3. les prévisions raisonnables concernant les charges d'amortissement ne comprenant pas l'amortissement lié au projet de rebobinage du générateur de la centrale nucléaire de Point Lepreau;
  4. des prévisions raisonnables de revenus liés au tarif net zéro et aux frais de non-participation à l'IMA.
- [4] Sous réserve de ces rajustements, Énergie NB a démontré que ses besoins en revenus proposés sont raisonnables. La Commission approuve la proposition d'Énergie NB d'appliquer l'augmentation des tarifs de manière uniforme afin qu'elle soit plus abordable

pour les clients résidentiels, mais elle n'a pas compétence pour mettre en place un programme d'allègement des tarifs. Les autres mesures de conception tarifaire, tarifs et frais proposés sont aussi approuvés.

- [5] La Commission rejette la demande d'Énergie NB visant à recouvrer son manque à gagner au moyen d'un avenant tarifaire.

## **2 Aperçu**

- [6] La principale obligation de la Commission dans cette instance est de fixer des tarifs justes et raisonnables pour l'exercice financier se terminant le 31 mars 2027, ci-après l'exercice 2027 ou l'exercice de référence. La *Loi sur l'électricité* exige de la Commission qu'elle rende sa décision en fonction des besoins en revenus d'Énergie NB.
- [7] Énergie NB détermine ses besoins en revenus à l'aide d'un programme de modélisation appelé PROMOD, afin de simuler les coûts d'exploitation et de production ainsi que les revenus dont l'entreprise de service public a besoin pour fournir la charge provinciale et la charge d'exportation au coût le plus bas possible pour les clients de la province. Les principales hypothèses du modèle PROMOD comprennent les arrêts des centrales de production et d'autres indicateurs de rendement, ainsi que les prix des matières premières pour les sources de combustible et l'électricité achetée. Énergie NB déduit ses recettes générées par les ventes à l'exportation et ses autres recettes prévues pour déterminer les besoins en revenus totaux qu'elle propose de percevoir auprès des contribuables, puis calcule les tarifs en répartissant ce total entre les catégories de tarif selon la méthodologie de répartition approuvée par la Commission.
- [8] Énergie NB a proposé des besoins en revenus accrus pour l'exercice 2027 en raison d'investissements supplémentaires dans la gestion de la végétation, d'une augmentation des dépenses liées à la gestion de la demande, d'un renforcement des mesures de cybersécurité, de services de soutien visant à améliorer la fiabilité des centrales, d'ajustements syndicaux et salariaux, de coûts associés à la mise à niveau du système de PRO et de nouveaux postes nécessaires pour faire face à l'augmentation de la charge de travail.
- [9] La Commission applique la loi et les principes réglementaires à la preuve pour déterminer s'il serait juste et raisonnable qu'Énergie NB recouvre ses besoins en revenus auprès des contribuables au moyen de tarifs. Si ce n'est pas le cas, la Commission fixe des tarifs plus ou moins élevés qui sont justes et raisonnables. Le paragraphe 103(7) de la Loi énonce plusieurs facteurs que la Commission doit prendre en considération afin de fixer des tarifs

justes et raisonnables en fonction des besoins en revenus d'Énergie NB. On désigne collectivement ces facteurs par l'expression « facteurs réglementaires obligatoires ».

- [10] L'un de ces facteurs est la politique du gouvernement concernant Énergie NB, exprimée à l'article 68 de la Loi. Elle précise que l'entreprise de service public doit être gérée et exploitée d'une manière compatible avec la prestation d'un service fiable et sécuritaire, et ce, au coût le moins élevé pour les clients de la province. Conformément à cette politique, les tarifs doivent permettre à Énergie NB de réduire le pourcentage de la dette dans sa structure financière, avec l'objectif d'atteindre 20 % de capitaux propres, et demeurer faibles et stables dans la mesure du possible. On désigne l'objectif d'Énergie NB d'atteindre 20 % de capitaux propres par l'expression « cible en matière de capitaux propres ».
- [11] D'autres facteurs réglementaires obligatoires comprennent la Directive émise le 8 avril 2025 par le ministre de l'Énergie à l'intention d'Énergie NB, le plus récent plan financier triennal d'Énergie NB pour les exercices 2027 à 2029 et son plan intégré de ressources de 2023, qui ont tous été déposés comme éléments de preuve dans le cadre de la présente instance. Les exigences juridiques pertinentes, comme celles liées à la gestion de la demande, à l'efficacité énergétique et à l'énergie renouvelable, constituent également des facteurs réglementaires obligatoires.
- [12] Le paragraphe 103(8) de la Loi permet à la Commission de tenir compte d'autres facteurs pertinents. Dans l'instance 541, la Commission a conclu que les comptes d'écart réglementaires établis en vertu de l'article 117.4 de la Loi constituaient l'un de ces facteurs. Indépendamment du processus de fixation des tarifs, l'article 117.4 exige que les écarts entre les coûts réels de l'approvisionnement énergétique et les ventes d'électricité et ceux inclus dans les besoins en revenus fassent l'objet d'un suivi et qu'ils soient remboursés aux clients ou recouvrés auprès de ceux-ci au moyen d'un mécanisme d'avenant tarifaire. Puisque les résultats réels sont comparés aux besoins en revenus approuvés d'Énergie NB, la surestimation ou la sous-estimation de ces besoins ont des conséquences directes sur le solde des comptes d'écart réglementaires et les avenants tarifaires réglementaires. Aux fins des présents motifs, on désigne ces comptes par l'expression « comptes d'écart réglementaires » pour les différencier des autres comptes réglementaires autorisés en vertu de l'article 117.5 de la Loi.

### **3 Audience, participation du public et transparence de la Commission**

- [13] Une liste des parties à la présente instance ainsi qu'une description de chaque témoin sont présentées à l'annexe A. Énergie NB, Saint John Human Development Council et

l'intervenant public ont pris des dispositions pour que les témoins soient disponibles aux fins de contre-interrogatoire pendant l'audience publique.

- [14] Avant l'audience publique, la Commission a entendu des présentations de membres du public ayant participé à une séance publique virtuelle. La Commission a également reçu 15 lettres de commentaires. Des représentants d'Énergie NB ont assisté à la séance publique. Les observations du public permettent d'obtenir des renseignements contextuels importants pour l'audience publique et les délibérations de la Commission, mais elles ne sont pas traitées comme des preuves en vertu des *Règles de procédure* de la Commission, car leurs auteurs ne sont pas assujettis aux demandes d'interrogatoire et aux contre-interrogatoires. La Commission est reconnaissante des efforts des personnes qui ont offert des observations ou fait des présentations.
- [15] Les documents en lien avec cette instance, qui regroupent près de 1 000 éléments de preuve, transcriptions, lettres de commentaires et autres documents déposés, sont publiés sur le site Web de la Commission, tout comme les ordonnances et décisions de la Commission.

#### **4 Questions**

- [16] Questions relatives aux besoins en revenus :
1. Énergie NB a-t-elle calculé ses prévisions de dépenses liées aux combustibles et à l'achat d'énergie au moyen d'hypothèses raisonnables (partie 5.1)?
  2. Les prévisions de dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration sont-elles raisonnables, malgré le fait qu'elles dépassent de 123,9 millions de dollars celles de l'exercice précédent et qu'Énergie NB a dépensé un montant d'argent supérieur par le passé à ce qui avait été approuvé (partie 5.2)?
  3. Les tarifs devraient-ils être fondés sur un besoin en revenus qui comprend, sur une base provisoire ou définitive, les charges d'amortissement liées à un projet de réparation d'un actif dont la Commission n'a pas encore déterminé le caractère prudent? Énergie NB devrait-elle effectuer des ajustements à l'amortissement qui réduiraient les besoins en revenus (partie 5.3)?
  4. Est-il raisonnable pour Énergie NB de prévoir un bénéfice net minimal compte tenu de son objectif d'atteindre sa cible en matière de capitaux propres (partie 5.4)?
  5. Les besoins en revenus proposés tiennent-ils raisonnablement compte de tous les revenus prévus (partie 5.5)?

[17] Questions relatives aux tarifs et à la conception tarifaire :

1. Est-il juste et raisonnable d'appliquer l'augmentation tarifaire de manière uniforme à tous les clients afin de rendre les tarifs plus abordables pour les clients résidentiels? Quelles autres mesures Énergie NB et la Commission ont-elles mises en œuvre pour aider les clients vulnérables d'Énergie NB? Quelles autres mesures pourraient être prises pour les aider (partie 7.1)?
2. Les changements proposés à la redevance d'équilibrage éolien, aux prix du portefeuille de solutions énergétiques pour les clients, aux frais d'utilisation du Réseau branché et aux tarifs d'énergie interruptible et excédentaire sont-ils justes et raisonnables en fonction des facteurs de coût, de stratégie ou de politique et des principes de conception tarifaire de la Commission (parties 7.2, 7.3, 7.7 et 7.9)?
3. Les nouveaux frais de non-participation à l'IMA, le nouveau tarif net zéro facultatif et les nouveaux tarifs proposés pour l'exploitation de bornes de recharge publiques sont-ils justes et raisonnables en fonction des facteurs de coût, de stratégie ou de politique et des principes de conception tarifaire de la Commission (parties 7.4, 7.6 et 7.8)?

[18] Autres questions :

1. La Commission devrait-elle permettre à Énergie NB de mettre en place un avenant tarifaire afin de recouvrer le manque à gagner qu'elle a généré du 1<sup>er</sup> au 14 avril 2026 (partie 10)?
2. D'autres questions sont abordées dans les parties 6, 7.5, 8 et 9.

## **5 Des besoins en revenus de 2,7333 milliards de dollars sont raisonnables**

[19] Énergie NB demande l'approbation des besoins en revenus totaux de 2,7403 milliards de dollars pour l'exercice 2027. Pour fixer des tarifs justes et raisonnables, la Commission rajuste les besoins en revenus comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

| Composante<br>des besoins en revenus      | Exercice 2027<br>(en M\$) |             |          |
|-------------------------------------------|---------------------------|-------------|----------|
|                                           | Demandé                   | Rajustement | Approuvé |
| Combustibles et achats d'énergie          | 1 195,3                   | –           | 1 195,3  |
| Exploitation, entretien et administration | 770,6                     | (13,0)      | 757,6    |
| Amortissement                             | 460,0                     | (5,0)       | 455,0    |

## Instance EL-003-2025 – Demande générale de tarifs d'Énergie NB pour 2026-2027

|                                             |                    |                  |                    |
|---------------------------------------------|--------------------|------------------|--------------------|
| Impôts                                      | 49,5               | –                | 49,5               |
| Frais financiers et autres revenus          | 259,1              | (0,1)            | 259,0              |
| Variation nette des soldes réglementaires   | (0,4)              | 11,2             | 10,8               |
| Facteur d'ajustement de l'avenant tarifaire | (57,9)             | –                | (57,9)             |
| Bénéfice net                                | 64,0               | –                | 64,0               |
| <hr/>                                       |                    |                  |                    |
| <b>Total des besoins en revenus</b>         | <b>2 740,3 M\$</b> | <b>(7,0 M\$)</b> | <b>2 733,3 M\$</b> |

[20] La Commission conclut que les besoins en revenus rajustés donnent à Énergie NB la possibilité raisonnable de recouvrer les coûts prudemment engagés et de réaliser des bénéfices nets raisonnables. Chaque composante des besoins en revenus est évaluée plus en détail ci-dessous.

### 5.1 Les dépenses liées aux combustibles et à l'achat d'énergie sont raisonnables

[21] La demande d'Énergie NB comprend une prévision des dépenses liées aux combustibles et à l'achat d'énergie, une prévision des revenus dans la province ainsi qu'une prévision des ventes et de la marge brute hors de la province, le tout dérivé des résultats de la modélisation de la production, fondés sur les prix des matières premières du 2 juin 2025 et d'autres données (résultats PROMOD du 1<sup>er</sup> trimestre). Les prévisions dérivées des résultats PROMOD du 1<sup>er</sup> trimestre indiquent que les coûts liés aux combustibles et à l'achat d'énergie dans la province seront de 1 195,3 M\$ durant l'exercice 2027, une baisse de 82,2 M\$ comparativement au montant approuvé des dépenses liées aux combustibles et à l'achat d'énergie de l'exercice passé.

[22] L'examen de ces prévisions effectué par la Commission portait entre autres sur la valeur probante des résultats PROMOD du 1<sup>er</sup> trimestre par rapport aux résultats plus récents de la modélisation et les hypothèses de rendement sous-tendant les prévisions d'Énergie NB en matière de coûts de l'énergie de remplacement liés aux arrêts des centrales. Pour les motifs énoncés ci-dessous, la Commission conclut que les dépenses liées aux combustibles et à l'achat d'énergie prévues de 1 195,3 M\$ présentées au paragraphe [19] sont raisonnables. La Commission se fonde sur les résultats PROMOD du 1<sup>er</sup> trimestre et conclut que la part des dépenses liées aux combustibles et à l'achat d'énergie reflète des hypothèses raisonnables quant au rendement de la production.

**5.1.1 La Commission s'appuie sur les résultats PROMOD du 1<sup>er</sup> trimestre**

- [23] La Commission a ordonné à Énergie NB de mettre à jour ses prévisions à l'aide des résultats de la modélisation de la production selon les prix des matières premières en janvier 2026 et d'autres données actualisées (mise à jour PROMOD du 3<sup>e</sup> trimestre), puisqu'elle a déterminé dans l'instance 541 qu'exiger des prévisions mises à jour pour les composantes des besoins en revenus passant par les comptes d'écart réglementaires réduirait l'erreur et le solde net de ces comptes. La Commission a prévu le dépôt de la mise à jour PROMOD du 3<sup>e</sup> trimestre plusieurs semaines avant le début de l'audience publique.
- [24] Si l'on se fie aux résultats PROMOD du 3<sup>e</sup> trimestre plutôt qu'à ceux du 1<sup>er</sup> trimestre, les besoins en revenus pour l'exercice de référence diminuent de 1,9 M\$ par rapport à ce que propose Énergie NB. La mise à jour PROMOD du 3<sup>e</sup> trimestre indique une réduction de 14,6 M\$ de la marge brute dans la province prévue et une amélioration de 16,5 M\$ de la marge brute des exportations prévue par rapport aux prévisions fondées sur le 1<sup>er</sup> trimestre.
- [25] La Commission estime que le recours à la mise à jour PROMOD du 3<sup>e</sup> trimestre ne réduirait pas de manière importante les erreurs de prévision de l'exercice de référence et n'a pas d'incidence importante, connue ou certaine sur les besoins en revenus. Si l'amélioration de la marge des exportations prévue est principalement liée aux ventes à l'exportation connues et certaines, la réduction de la marge dans la province prévue est liée aux prix élevés sur le marché de l'électricité, susceptibles de changer. Aucun autre élément de preuve actualisé ne favorise le recours à la mise à jour PROMOD du 3<sup>e</sup> trimestre dans ces circonstances. La Commission s'appuie donc sur les résultats PROMOD du 1<sup>er</sup> trimestre pour déterminer les besoins en revenus.

**5.1.2 Les hypothèses de rendement des centrales sont raisonnables**

- [26] Lorsqu'une centrale de production n'est pas en exploitation, Énergie NB doit prévoir le remplacement de cette énergie. Les coûts liés à l'énergie de remplacement constituent une composante importante des prévisions de dépenses d'Énergie NB au titre du combustible et de l'électricité achetés.
- [27] La Commission évalue les coûts prévus liés à l'énergie de remplacement d'Énergie NB en examinant les hypothèses de rendement des centrales, sur lesquelles s'appuient les dépenses prévues liées aux combustibles et à l'achat d'énergie. Les hypothèses de rendement des centrales doivent refléter des estimations réalistes des arrêts prévus et imprévus des centrales, car des prévisions indûment optimistes font diminuer le bénéfice

net d'Énergie NB et contribuent au solde des comptes d'écart réglementaires que doivent payer les contribuables.

- [28] Le rendement de la CNPL est un important facteur déterminant des coûts liés à l'énergie de remplacement d'Énergie NB. Énergie NB suppose un facteur de capacité de 63,4 % pour la CNPL, fondé sur des arrêts d'entretien prévus de 119 jours et un taux d'interruption forcée budgétisé de 6 %. Pour les motifs énoncés ci-dessous, la Commission juge que cette hypothèse est raisonnable.
- [29] Le plan d'arrêt pour 2026 décrit des travaux sur de gros moteurs ayant comme objectif d'améliorer la fiabilité de la centrale. Le plan est conforme au Plan triennal, qui considère l'amélioration durable du rendement de la CNPL comme un objectif stratégique essentiel d'Énergie NB qui, en permettant de stabiliser les coûts liés aux combustibles et à l'achat d'énergie et de renforcer la sécurité énergétique, sera bénéfique pour les contribuables. Cet élément de preuve et d'autres démontrent que le plan d'arrêt pour 2026 est raisonnable. Aucun intervenant n'a contesté la nature essentielle de l'amélioration du rendement de la CNPL ni les hypothèses. Rien n'indique des travaux injustifiés ou une planification déraisonnable.
- [30] Le calendrier d'arrêts de 119 jours comprend 34 jours d'imprévus, soit un taux d'imprévus de 40 %. Dans l'instance 552, la Commission a accepté qu'un taux d'imprévus de 40 % représentait une amélioration raisonnable comparativement au taux d'imprévus historique de près de 60 %. À ce moment-là, la Commission s'attendait à ce que les taux d'imprévus continuent de diminuer à mesure que les retombées durables des travaux d'amélioration de la fiabilité prévus pour 2024 et 2025 se feraient sentir et que l'expertise d'Énergie NB en matière de planification s'améliorerait. Le taux moyen historique d'imprévus a plutôt stagné à 57 % en raison de la prolongation des arrêts planifiés en 2024 et en 2025 par Énergie NB à la suite de la découverte d'un problème critique lié aux barres de stator du générateur. Énergie NB a depuis reconnu les lacunes opérationnelles et en matière de leadership à la centrale, qui l'ont empêchée de développer l'expertise de planification attendue. Ces événements démontrent que l'attente précédente de la Commission n'est pas réaliste pour l'exercice de référence. La Commission conclut que le risque pour les contribuables de sous-estimer les imprévus l'emporte sur le risque de jours d'imprévu inutilisés, dont la majeure partie serait remboursée aux contribuables par l'entremise du mécanisme d'avenant tarifaire. Par conséquent, la Commission juge raisonnable le taux d'imprévus prévu au budget pour l'exercice 2027.
- [31] La Commission conclut que le taux d'interruption forcée budgétisé de 6 % d'Énergie NB est raisonnable. Comparativement au taux historique moyen de 8,8 % et au taux

approuvé de 7 % de l'exercice précédent, et compte tenu de l'instabilité historique d'une année à l'autre, le taux budgétisé d'Énergie NB représente une amélioration progressive raisonnable résultant des travaux effectués pendant les arrêts de 2026 et d'autres travaux d'amélioration antérieurs.

- [32] En ce qui concerne les centrales classiques, Énergie NB prévoit deux arrêts de la centrale de Bayside, un arrêt pour la tranche 2 de la centrale de Coleson Cove en plus d'un arrêt complet de cette centrale, ainsi que des arrêts à la centrale de Mactaquac. La preuve d'Énergie NB étaye le caractère raisonnable de ces plans ainsi que le caractère raisonnable du taux d'interruption forcée estimatif de 6 % pour la centrale de Bayside et de celui de 9 % pour la centrale de Belledune.

## **5.2 Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration sont réduites**

- [33] Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA) représentent plus du quart des besoins en revenus d'Énergie NB, qui prévoit 770,6 M\$ en dépenses d'EEA pour l'exercice 2027, une hausse de 123,9 M\$ par rapport aux besoins en revenus approuvés l'an dernier. Énergie NB divise les dépenses d'EEA en deux catégories : les « coûts de base d'EEA », nécessaires à la réalisation de ses activités quotidiennes, et les « coûts d'initiative d'EEA », qui ne font pas partie des activités quotidiennes, sont d'une durée limitée et servent à améliorer le rendement ou à résoudre un problème. Énergie NB applique son cadre de gouvernance des investissements afin de hiérarchiser et de budgétiser les initiatives d'EEA. Elle utilise le même processus de planification du travail et d'affectation des ressources que pour les dépenses associées à ses projets d'immobilisations.
- [34] Énergie NB indique que les services de soutien de la centrale nucléaire de Point Lepreau, la mise à niveau du système de PRO, la gestion de la végétation, les activités accrues de gestion de la demande ainsi que les augmentations salariales et syndicales constituent les principaux facteurs de la hausse de son budget d'EEA. Des intervenants ont contesté le plan d'Énergie NB visant à recouvrer les coûts associés aux services de soutien de la CNPL, aux prévisions de dépenses de main-d'œuvre et d'avantages sociaux, au crédit d'amélioration continue et aux prévisions de dépenses pour la gestion de la végétation. L'intervenant public a également plaidé pour une réduction générale du budget d'EEA.
- [35] Chacune de ces questions est examinée ci-dessous. Comme l'illustre le tableau au paragraphe [19], la Commission réduit la prévision de dépenses d'EEA de 13 M\$ pour les motifs énoncés dans les parties 5.2.1 et 5.2.3.2. De ce montant, une somme de 11,1 M\$ est compensée par une augmentation dans la variation nette des soldes réglementaires et une réduction des frais financiers et autres revenus.

**5.2.1 Les dépenses liées à l'initiative de modernisation du système de PRO sont raisonnables**

- [36] Le système de planification des ressources organisationnelles (PRO) d'Énergie NB gère le cycle de vie d'actifs corporels et incorporels et soutient et assure la poursuite des activités de l'entreprise. La plateforme actuelle de PRO d'Énergie NB, SAP, gère les finances et la facturation, les rapports financiers externes, les contrôles internes, l'information organisationnelle, les données sur les clients, l'approvisionnement et la gestion des stocks, ainsi que les systèmes de gestion des travaux dans toutes ses installations opérationnelles. Dans l'instance 552, la Commission a déterminé que la plateforme de PRO actuelle d'Énergie NB avait atteint la fin de sa durée de vie utile et devait être mise à niveau. La Commission a approuvé 29,1 millions de dollars destinés à des activités de modernisation du système de PRO prévues au cours des exercices 2025 et 2026 et a établi un compte réglementaire afin de reporter le recouvrement des coûts de modernisation qu'Énergie NB engage de façon prudente jusqu'à l'achèvement de la mise à niveau du système de PRO.
- [37] Énergie NB demande maintenant l'approbation de dépenser 28,7 M\$ pour des activités de modernisation du système de PRO au cours de l'exercice 2027 et d'ajouter 1 097 800 \$ au compte de report pour la modernisation du système de PRO. La Commission approuve ces demandes pour les motifs énoncés ci-dessous.
- [38] Énergie NB applique son cadre de gouvernance des investissements à l'évaluation des dépenses liées aux initiatives stratégiques, comme la modernisation du système de PRO. Dans le cadre de l'évaluation de la mise à niveau du système de PRO, le conseil d'administration d'Énergie NB a approuvé un document justifiant l'investissement préparé par Énergie NB en collaboration avec Deloitte Canada. Ce document décrit les objectifs de la modernisation du système de PRO, estime les coûts et les ressources qui seront nécessaires, établit un calendrier de projet et évalue les avantages attendus. Énergie NB a également mis en place une structure de gouvernance pour la gestion de la mise à niveau du système de PRO composée de trois cadres responsables, d'un comité de direction et d'une équipe de prestation du programme.
- [39] Cet élément de preuve et d'autres témoignent de l'intention d'Énergie NB de terminer la phase de planification de la modernisation du système de PRO et de commencer la phase de mise en œuvre au cours de l'exercice 2027 en recrutant une personne chargée de la mise en œuvre/de l'intégration du système et en réalisant des activités de conception détaillée. L'ordre et l'échéancier de ces activités diffèrent des plans présentés dans le document justifiant l'investissement examiné par la Commission dans le cadre de

l'instance 552. Ce document envisageait l'achèvement de la mise à niveau d'ici 2027 et la mise en œuvre du nettoyage des données et du système de PRO fondamental avant le remplacement de l'outil de ressources humaines.

- [40] Énergie NB a depuis terminé la suite d'entreprise de la mise à niveau technique de Hana et la planification du nettoyage des données, acquis les licences nécessaires à la phase initiale du projet et terminé l'élaboration du plan de mise à niveau du système de PRO, aussi appelée la phase 0, qui a donné lieu au document justifiant l'investissement contenant le calendrier, le budget et l'évaluation des risques du projet. L'un des résultats de ces travaux est un contrat de licence pour un soutien prolongé de la part du distributeur de logiciel SAP afin d'aider Énergie NB dans sa transition de mise à niveau. Ce contrat atténue les risques opérationnels auxquels était exposée Énergie NB en raison de l'obsolescence prochaine de son système SAP existant.
- [41] Énergie NB prévoit désormais de terminer sa mise à niveau d'ici septembre 2028 et de remplacer son outil de ressources humaines avant de mettre en place le système de PRO fondamental. Le document justifiant l'investissement et d'autres éléments de preuve démontrent que les activités prévues pour l'exercice 2027 et les prévisions de dépenses connexes sont raisonnables. Le report de la date d'achèvement est raisonnable, puisqu'Énergie NB a atténué les risques liés à l'obsolescence de son système actuel de PRO en obtenant un soutien prolongé de la part de SAP. Le remplacement de l'outil de ressources humaines est raisonnable, car l'outil actuellement utilisé par Énergie NB atteindra bientôt la fin de sa durée de vie utile et ne pourrait pas être intégré aussi facilement au système de PRO qu'un outil SAP. Le remplacement de l'outil de ressources humaines avant la mise en œuvre du système de PRO fondamental permet une compatibilité entre les données de ressources humaines et les processus et fonctions du nouveau système. La décision d'Énergie NB de reporter les activités de nettoyage de données afin de se concentrer sur les activités de la phase 0 a été prise en consultation avec Deloitte. Ces activités et d'autres sont budgétées et prévues dans le document justifiant l'investissement.
- [42] La preuve décrit aussi les normes, fonctions et concepts d'accessibilité de SAP qui feront partie de la modernisation du système de PRO. En réponse aux préoccupations soulevées par M<sup>me</sup> Petit au sujet du risque de dépassement de coûts en raison de la prise en compte tardive des exigences d'accessibilité liés à la modernisation du système, Énergie NB a confirmé qu'elle exigera une connaissance des exigences d'accessibilité de la personne qui sera chargée de la mise en œuvre/de l'intégration du système.

- [43] Pour ces motifs, la Commission approuve les prévisions de dépenses pour l'exercice 2027. La Commission rajuste les besoins en revenus afin qu'ils reflètent les prévisions actualisées par la réduction de 11,0 M\$ de la prévision des dépenses d'EEA, l'augmentation de 11,2 M\$ de la variation nette des soldes réglementaires et la réduction de 0,1 M\$ des frais financiers et autres frais.
- [44] Dans l'instance 552, la Commission a établi un compte réglementaire afin de reporter le recouvrement des coûts de modernisation du système de PRO engagés de façon prudente par Énergie NB auprès des contribuables jusqu'à l'achèvement du projet. Dans le but d'atténuer les risques associés au dépassement de coûts et aux engagements financiers prématurés auxquels s'exposent particulièrement les projets de PRO, la Commission a décidé de limiter les ajouts futurs au compte de report aux dépenses approuvées réellement engagées.
- [45] Énergie NB indique avoir dépensé au cours de l'exercice 2025 1 074 301 \$ des 29,1 M\$ approuvés dans l'instance 552. Les dépenses se sont avérées inférieures aux prévisions, car l'entreprise de service public a retardé les activités de développement dans l'attente de l'approbation de la Commission, a rajusté les estimations liées au projet et a reporté les travaux de nettoyage des données afin de se concentrer sur l'élaboration de son plan.
- [46] La Commission approuve l'ajout d'un montant de 1 097 800 \$ au compte de report pour la modernisation du système de PRO, ce qui correspond à la somme de 1 074 301 \$ dépensée par Énergie NB au cours de l'exercice ayant pris fin en 2025 pour la mise à niveau du système, plus les intérêts.
- [47] La Commission confirme qu'Énergie NB s'est conformée à sa directive de déposer un rapport d'étape sur la modernisation du système de PRO au plus tard le 30 juin de chaque année à compter de 2025. La Commission accepte que le calendrier, le budget et l'évaluation des risques du projet compris dans le document justifiant l'investissement déposé dans cette instance servent de référence pour les futurs rapports d'étape.

## **5.2.2 Les dépenses liées à l'accord avec Laurentis sont raisonnables**

- [48] Énergie NB a conclu un accord de services de soutien avec Laurentis Energy Partners, une filiale d'Ontario Power Generation, pour l'aider à améliorer le rendement de la CNPL et à maintenir ce rendement amélioré. Cet accord contribue 25,8 M\$ aux prévisions de dépenses d'EEA de l'exercice de référence et devrait coûter 98,4 M\$ pour sa durée de trois ans.

- [49] La preuve soutient l'observation de Me Furey selon laquelle l'accord de services de soutien est un investissement prudent pour Énergie NB. Les problèmes de rendement de la CNPL présentent un risque important à la santé financière d'Énergie NB. La CNPL est une source de production d'électricité économique lorsqu'elle fonctionne, mais qui coûte cher à remplacer lorsqu'elle est arrêtée. La preuve démontre que les coûts d'énergie de remplacement varient entre 1 M\$ et 4 M\$ chaque jour où la CNPL ne fonctionne pas et pourraient dépasser cette fourchette si des interruptions forcées survenaient en période hivernale. L'amélioration durable du rendement de la CNPL est un objectif stratégique essentiel d'Énergie NB qui, en permettant de stabiliser les coûts liés aux combustibles et à l'achat d'énergie et de renforcer la sécurité énergétique, sera bénéfique pour les contribuables. M. Murphy a reconnu qu'Énergie NB est incapable d'atteindre un rendement élevé constant à la CNPL, et ce, malgré ses efforts de longue date à cet effet. Il rejette le blâme sur des lacunes opérationnelles et de leadership à la centrale, qui doivent être comblées pour permettre à Énergie NB d'engager efficacement ses dépenses en immobilisations afin d'améliorer le rendement de la CNPL.
- [50] L'accord de services de soutien vise à combler ces lacunes en renforçant la supervision opérationnelle et en corrigeant des aspects clés, comme le leadership opérationnel, la conception et la modernisation des immobilisations ainsi que la mise en œuvre des arrêts. L'Ontario Power Generation possède une vaste expérience de la technologie CANDU et connaît bien les activités de la CNPL. Ces facteurs, ainsi que les indicateurs de rendement clés et le cadre de frais liés au rendement décrits dans la pièce NBP9.62, donnent à Énergie NB une chance raisonnable d'atteindre les objectifs de l'accord de services de soutien, y compris la réduction de la fréquence et de la durée des arrêts. Puisque le fait d'éviter une seule interruption forcée peut faire épargner des dizaines de millions de dollars en coûts d'énergie de remplacement, les avantages à long terme de l'atteinte des objectifs de l'accord de services de soutien pour les contribuables dépassent de loin ses coûts. De plus, la preuve montre que Laurentis était le seul fournisseur disponible dans un bassin très restreint de fournisseurs de services compétents. Pour ces motifs, la Commission conclut que l'investissement est prudent.
- [51] M. Madsen ne s'est pas opposé à la décision d'Énergie NB de conclure un accord de services de soutien, mais a recommandé que le recouvrement des coûts connexes ne soit permis que si Énergie NB réalise les objectifs de rendement visés. Puisqu'elle a jugé prudente la décision d'Énergie NB de conclure l'accord de services de soutien, la Commission n'a pas de fondement pour subordonner le recouvrement des coûts connexes à un résultat futur, comme le propose M. Madsen.

**5.2.3 Les dépenses liées à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux sont réduites pour tenir compte d'un crédit plus élevé pour les postes vacants**

[52] Les dépenses liées à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux représentent les dépenses directes et indirectes pour tous les employés d'Énergie NB. Elles englobent les salaires des employés syndiqués et non syndiqués, la part des avantages sociaux et des remises législatives de l'employeur ainsi que les coûts en heures supplémentaires. Énergie NB prévoit 513,1 M\$ en dépenses liées à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux pour l'exercice 2027, une hausse de 80,1 M\$ par rapport au budget approuvé pour l'exercice 2026. Une fois les affectations au capital effectuées, les dépenses liées à la main-d'œuvre et aux avantages sociaux représentent 67 % du budget d'EEA d'Énergie NB pour l'exercice 2027. Pour les motifs énoncés ci-dessous et dans la partie 5.2.7, le budget est raisonnable.

*5.2.3.1 Les salaires et les nouveaux postes sont raisonnables*

[53] Plus de 90 % des employés d'Énergie NB sont syndiqués. Les hausses salariales prévues pour les employés syndiqués respectent les lettres de mandat relatives aux salaires ou les exceptions approuvées par la lieutenante-gouverneure en conseil. Sur l'augmentation prévue, 27,1 M\$ est liée aux conventions collectives qui ont été négociées pour réharmoniser les salaires avec l'inflation ainsi qu'aux augmentations au mérite et à la rémunération des fonctions intérimaires ou des chefs. Une autre portion de 23,4 M\$ est liée à l'augmentation des heures supplémentaires. La preuve déposée à l'avance par Énergie NB démontre que ces augmentations sont raisonnables. Pour les motifs énoncés à la partie 5.2.7, la Commission ne s'appuie pas sur les éléments de preuve présentés par l'intervenant public sur cette question.

[54] Énergie NB propose d'ajouter 215 postes, représentant 23,7 M\$ de l'augmentation. La Commission estime que cette augmentation est raisonnable, car Énergie NB doit composer avec une augmentation de la charge de travail, des obligations légales et des risques opérationnels qui ne peuvent pas être atténués au moyen de la réaffectation d'employés ou d'autres mesures temporaires. Utilities Municipal a contesté le besoin de nouveaux postes, invoquant un manque de preuves à l'appui et une interdiction interne d'Énergie NB d'augmenter le budget. L'intervenant public a présenté des observations similaires en s'appuyant sur les conclusions générales tirées par M. Madsen dans son témoignage effectué à l'avance, selon lequel les coûts de main-d'œuvre ne font pas l'objet d'un suivi et n'ont pas été démontrés comme étant raisonnables. Aucun de ces arguments n'est convaincant.

- [55] L'équipe de direction d'Énergie NB a publié une note de service le 16 mai 2025 afin d'informer les propriétaires de centres de coûts d'un nouveau processus budgétaire. Les objectifs explicites de ce nouveau processus sont d'assurer l'uniformité, d'améliorer l'efficacité, d'éviter les révisions et de hiérarchiser les dépenses. La note comprenait ce qui suit :

[TRADUCTION]

Les dépenses d'EEA pour l'exercice 2026-2027 ne dépasseront pas 684 M\$. Il est attendu que le budget de l'exercice 2026-2027 demeure conforme aux prévisions du T0 de l'exercice 2025-2026 et que chaque centre de coûts maintienne ses effectifs actuels. Toute augmentation aux dépenses d'EEA doit être compensée par une réduction ailleurs. Les augmentations de la main-d'œuvre ne seront acceptées que si elles ont une incidence sur les secteurs d'investissements prioritaires suivants :

1. Viabilité financière
2. Notes SAIDI/SAIFI
3. Amélioration progressive de la fiabilité de la production classique
4. Rendement durable de la CNPL
5. Efficacité énergétique
6. Demande des clients
7. Système de PRO
8. Domaines d'investissement : projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, modernisation du réseau, IMA du système avancé de gestion de la distribution, grands projets dans le domaine du transport
9. Projet sur l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité du réseau (RIGS)

- [56] En se fondant sur cet extrait, Me Burgoyne a fait valoir que la direction d'Énergie NB a interdit d'ajouter de nouveaux postes sans en compenser les coûts. Comme l'augmentation du budget est attribuable à de nouveaux postes, il demande à la Commission de conclure qu'Énergie NB est allée à l'encontre des directives de sa propre équipe de direction.

- [57] La Commission juge que la note de service n'interdit pas d'ajouter de nouveaux postes sans en compenser les coûts. M. Murphy a expliqué que la note de service a été transmise à un public général d'une centaine d'employés et qu'elle visait à conférer un sens de priorité et de modération et à améliorer l'efficacité du processus budgétaire. Compte tenu du contexte des preuves examinées aux paragraphes [58] et [59], la note de service correspond à la description de Me Furey selon laquelle il s'agissait d'un mécanisme de vérification et de hiérarchisation ayant pour but de veiller à ce que les augmentations soient justifiées selon les priorités d'Énergie NB et d'améliorer l'efficacité du processus

budgétaire. Le moment de l'accord de services de soutien entre Énergie NB et Laurentis Energy Partners (partie 5.2.2) appuie d'ailleurs cette conclusion. La Commission est d'accord avec Me Furey que l'interprétation de Me Burgoyne selon laquelle la note de service devait imposer une limite supérieure aux dépenses d'EEA nécessiterait de conclure que la direction d'Énergie NB n'avait pas tenu compte des dépenses liées à l'accord de services de soutien malgré la mention explicite d'accorder la priorité au rendement durable de la CNPL ou qu'elle s'attendait à trouver 25,7 M\$ en réductions de coûts compensatoires dans un contexte où une cible de réduction des coûts d'amélioration continue de 28,6 M\$ existe déjà. Aucune de ces conclusions n'est raisonnable.

- [58] La preuve d'Énergie NB démontre un besoin commercial pour les nouveaux postes. Des 215 nouveaux postes, 91 appuient le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac et 53 autres sont en lien avec d'autres travaux liés aux immobilisations et aux projets, notamment la modernisation du système de PRO, l'élargissement du programme de gestion de la végétation sur le réseau de transport et d'autres projets d'immobilisations de transport et de distribution. Le besoin de ces postes est évalué dans le cadre du processus de gouvernance des investissements d'Énergie NB, et la majorité des coûts, soit près de la moitié des 23,7 M\$ demandés pour les nouveaux postes, n'a aucune incidence sur les besoins en revenus, car elle est imputée au capital. La lieutenante-gouverneure en conseil peut approuver le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac. Le cas échéant, le projet est considéré comme étant prudent, et le recouvrement par Énergie NB des coûts et des dépenses connexes dans les tarifs est considéré comme étant juste et raisonnable. La Commission examine le besoin pour la modernisation du système de PRO et des travaux de gestion de la végétation ailleurs dans la partie 5.2 et elle a déjà tranché sur la prudence des autres projets d'immobilisations de transport. Trois autres postes associés à de nouveaux travaux en lien avec l'énergie nucléaire seront financés par des tiers. Vingt-quatre nouveaux postes sont nécessaires pour répondre aux exigences en matière d'audit et de réglementation, planifier la relève, gérer la demande croissante de communications avec les clients et soutenir les plans visant à améliorer le rendement et à réduire les coûts de main-d'œuvre à long terme grâce à de nouvelles technologies. Quatorze nouveaux postes sont nécessaires afin qu'Énergie NB puisse atteindre les cibles d'efficacité énergétique prévues par la loi ou sont financés par des tiers pour atteindre d'autres objectifs politiques. Neuf nouveaux postes sont ajoutés pour améliorer l'efficacité des travaux existants grâce à l'internalisation de services extérieurs et à la réduction des heures supplémentaires. Vingt et un nouveaux postes sont nécessaires pour satisfaire à des obligations de base dans plusieurs secteurs d'activité.

- [59] Les témoins d'Énergie NB sont revenus sur la preuve déposée à l'avance décrivant la manière dont l'entreprise établit les budgets pour ses nouveaux besoins en main-d'œuvre et ont apporté des précisions à ce sujet. M. Murphy a décrit un processus de haut en bas et de bas en haut : la haute direction de l'entreprise demande d'abord aux gestionnaires de préparer un budget représentant la charge de travail de chaque service pour l'exercice à venir, puis une série non linéaire de consolidations, de discussions et d'examen a lieu jusqu'aux échelons supérieurs de l'entreprise. M<sup>me</sup> Hachey a indiqué que l'approche adoptée par Énergie NB pour évaluer les besoins en main-d'œuvre pour l'exercice de référence va au-delà de la charge de travail typique. Son témoignage montre que le processus de planification de la main-d'œuvre tient compte de la manière la plus rentable de répondre aux nouvelles exigences de travail par l'intermédiaire de discussions périodiques avec les propriétaires de centres de coûts, les superviseurs, les gestionnaires, les directeurs et les membres de la haute direction qui connaissent les exigences et les priorités de travail. M. Justin Urquhart a décrit le calendrier du budget, qui comprend de multiples examens par la haute direction et les cadres tout au long du processus budgétaire. M<sup>me</sup> Hachey a fait part du caractère complexe et exigeant de ces discussions et du rôle de son équipe dans l'examen des postes vacants et du nombre global d'employés. M. Murphy, M<sup>me</sup> Moore et M<sup>me</sup> Hachey ont confirmé qu'Énergie NB n'enregistre pas de manière systématique toutes les discussions et leur issue, et M. Justin Urquhart a confirmé que la direction d'Énergie NB a rejeté 226 demandes valides de nouveaux postes afin d'optimiser chaque dollar dépensé.
- [60] Pour ces motifs et ceux présentés dans la partie 5.2.7, la Commission conclut qu'Énergie NB a démontré la nécessité de ces nouveaux postes au moyen d'un processus d'évaluation dont les justifications individuelles ne constituent qu'une partie. Dans ce contexte, il ne serait pas raisonnable de s'attendre à ce que l'exercice de hiérarchisation et de gestion des coûts soit effectué entièrement au sein de chaque centre de coûts et documenté dans les justifications de chaque poste. Il ne serait également pas raisonnable de s'attendre à ce qu'Énergie NB ait produit un compte rendu écrit complet de ses travaux d'évaluation des besoins en main-d'œuvre tout au long du processus budgétaire.

#### *5.2.3.2 La Commission augmente le crédit pour les postes vacants proposé*

- [61] Énergie NB inclut un facteur d'économies lié aux postes vacants de 4,8 M\$ dans ses prévisions des coûts de la main-d'œuvre et des avantages sociaux afin de reconnaître qu'elle fait des économies lorsque des postes prévus sont vacants. Aux fins du calcul de ce crédit pour les postes vacants, Énergie NB a supposé que 5 % des postes seront vacants en tout temps au cours de l'année et que le coût marginal engagé pour pourvoir les postes vacants réduira ces économies des deux tiers. Le crédit pour les postes vacants réduit le

budget pour la main-d'œuvre de 5,8 M\$ lorsque les avantages sociaux connexes sont pris en considération.

- [62] Énergie NB a récemment affiné son calcul du crédit pour les postes vacants et utilise le taux de postes vacants mensuel moyen comme donnée au lieu du taux de postes vacants au 31 mars. La preuve n'appuie pas le taux de postes vacants de 5 % sur lequel le calcul du crédit est fondé.
- [63] Une hypothèse raisonnable de taux de postes vacants tient compte des taux de postes vacants historiques. Le taux de postes vacants moyen a dépassé les 5 % depuis au moins l'exercice 2021 et a dépassé les 7 % au cours de deux des trois derniers exercices financiers. M<sup>me</sup> Hachey a témoigné que le taux de postes vacants moyen pour l'exercice 2026 était de 5,77 % au cours de la semaine du 9 mars 2026, en baisse depuis le mois d'octobre précédent, où il était de 5,9 %. En fonction de cette preuve et de l'avis d'Énergie NB selon lequel, historiquement, les taux de postes vacants fondés sur des calculs mensuels moyens ont été comparables à ceux fondés sur le nombre de postes vacants au 31 mars, la Commission conclut que l'hypothèse d'un taux de postes vacants de 5 % ne reflète plus de manière raisonnable les taux de postes vacants observés par le passé ni ceux de l'exercice de référence.
- [64] Une hypothèse raisonnable de taux de postes vacants tient compte des circonstances pouvant influencer sur ce taux au cours de l'exercice de référence. Énergie NB prévoit un nombre de nouveaux postes plus élevé pour l'exercice de référence que pour l'exercice 2025, alors que, selon M<sup>me</sup> Hachey, un nombre anormalement élevé de nouveaux postes a fait grimper le taux de postes vacants moyen à 7 %. Toutefois, M<sup>me</sup> Haché a déclaré que son service s'efforcera de pourvoir rapidement les postes vacants afin d'atteindre un taux de postes vacants de 5 %. M<sup>me</sup> Moore a, quant à elle, parlé des raisons commerciales motivant ces efforts : permettre la réalisation du travail prévu sans avoir recours à des heures supplémentaires ou à des services extérieurs qui coûtent plus cher. Compte tenu de ces circonstances, la Commission conclut que le taux de postes vacants moyen sur trois ans est une donnée raisonnable pour le calcul du crédit pour les postes vacants de l'exercice de référence, car il reflète le nombre élevé de nouveaux postes pour l'année de référence dans un contexte d'augmentation de la charge de travail et d'internalisation et tient compte des efforts d'Énergie NB de les pourvoir rapidement.
- [65] La preuve était une hypothèse de taux d'avantages sociaux de 22 %. Énergie NB a utilisé une hypothèse de taux d'avantages sociaux moyen de 20 % pour le calcul du taux de postes vacants. Dans son témoignage, M. Drillen a décrit une hypothèse variable fondée

sur l'utilisation des avantages sociaux par les employés qui est conforme à l'affirmation faite par Énergie NB dans sa preuve déposée à l'avance décrivant le calcul du taux d'avantages sociaux comme une fonction des coûts des avantages sociaux. Cependant, Énergie NB indique dans sa preuve déposée à l'avance que ces coûts d'avantages sociaux représentent environ 22 % de ses coûts normaux de main-d'œuvre et d'avantages sociaux, et non 20 %.

- [66] Pour ces motifs, la Commission réduit les prévisions de dépenses de main-d'œuvre et d'avantages sociaux de 2 071 282 \$ afin de refléter un crédit pour les postes vacants calculé au moyen d'un taux de postes vacants de 6,69 %, soit la moyenne historique sur trois ans des taux en fin d'exercice, et une hypothèse de taux d'avantages sociaux de 22 %. Comme Énergie NB prévoit une augmentation continue des exigences de travail, la Commission lui demande de tenir compte de ces hypothèses dans le calcul du crédit au titre des postes vacants dans sa prochaine demande générale de tarifs.
- [67] Dans l'instance 552, la Commission a demandé à Énergie NB de mener à terme une initiative de collecte de données sur les coûts de dotation et d'intégrer les résultats à la présente demande. La Commission accepte la preuve d'Énergie NB selon laquelle des problèmes liés aux données et un manque de communication entre ses systèmes de ressources humaines et son système budgétaire l'ont empêchée de recueillir les coûts liés aux postes vacants et à la dotation et de les présenter dans la présente demande.

#### **5.2.4 Le crédit d'amélioration continue est raisonnable**

- [68] Énergie NB inclut un crédit pour l'amélioration continue de 28,6 M\$ dans ses besoins en revenus proposés, qui représente les économies durables que l'entreprise de service public s'attend à réaliser au cours de l'exercice de référence.
- [69] Avec l'approbation de la Commission, Énergie NB a inclus un crédit pour l'amélioration continue de 27,5 M\$ dans ses besoins en revenus proposés chaque année depuis qu'elle a visé 27,5 M\$ en économies durables pour la première fois lors de l'exercice 2024. La Directive demande à Énergie NB d'accroître de 4 % sa cible afin qu'elle soit de 28,6 M\$ pour l'exercice 2027. Une portion de 26,1 M\$ du crédit représente les compressions qu'Énergie NB a réalisées par rapport à ses budgets antérieurs et qu'elle prévoit de maintenir au cours de l'exercice de référence. Les 2,5 M\$ restants couvrent l'engagement d'Énergie NB à éliminer d'autres coûts pour l'exercice 2027 au moyen de mesures ponctuelles de prévention des coûts et d'activités de gestion des coûts.
- [70] Un crédit pour l'amélioration continue de 28,6 M\$ est une estimation raisonnable des économies réalisables au cours de l'exercice de référence, même si elles sont

principalement composées d'économies durables. L'amélioration continue est bénéfique pour Énergie NB et ses clients. Plus de 118 M\$ ont été générés au profit des clients depuis l'exercice 2024 sans qu'il y ait une obligation que le crédit soit composé uniquement de nouvelles économies. La Commission reconnaît qu'Énergie NB redouble d'efforts pour repérer et mettre en œuvre de manière proactive des améliorations continues dans l'ensemble de ses activités.

- [71] De plus, l'intégration d'un crédit irréaliste aux besoins en revenus risque de nuire à la capacité d'Énergie NB d'atteindre ses prévisions de bénéfice net, ce qui va à l'encontre des exigences de la Directive et de l'article 68 de la Loi. Parallèlement, la Commission invite Énergie NB à faire tous les efforts raisonnables pour réaliser des économies supplémentaires afin d'atteindre et d'améliorer ses prévisions de bénéfice net approuvées, d'améliorer la productivité et d'éviter les coûts.
- [72] La Commission est d'accord avec l'observation d'Énergie NB qu'il est opportun et raisonnable d'établir une nouvelle cible de référence pour les économies découlant de l'amélioration continue. Environ 45 % des économies prévues pour l'exercice de référence ont été des économies durables depuis l'exercice 2024. Pour la prochaine demande générale de tarifs, la Commission ordonne à Énergie NB d'inclure, dans ses prévisions de crédit pour l'amélioration continue pour l'exercice 2028, les nouvelles économies ainsi que les économies récurrentes réalisées à partir du 1<sup>er</sup> avril 2024. Étant donné qu'Énergie NB prévoit que les améliorations rendues possibles par le système de PRO commenceront à porter leurs fruits au cours de l'exercice 2029, la Commission lui ordonne de présenter, dans le cadre de sa prochaine demande générale de tarifs, une proposition visant à redéfinir la base de référence du crédit pour l'amélioration continue et à établir une période continue raisonnable, s'étalant sur plusieurs années, afin de pérenniser les économies réalisées au titre de ce crédit.
- [73] La Commission attend d'Énergie NB qu'elle se conforme à la directive formulée au paragraphe 25 de la décision du 8 novembre 2024, dans l'instance 552, c'est-à-dire de tenir compte du crédit pour l'amélioration continue et de futurs crédits semblables dans ses budgets, et ce, d'une façon qui montre les besoins en revenus et les avantages liés aux comptes d'écart.

#### **5.2.5 Les dépenses de gestion de la végétation sont raisonnables**

- [74] Énergie NB prévoit 5,1 M\$ de plus que ce que la Commission avait approuvé pour l'exercice 2026. Énergie NB a l'intention d'imputer 300 000 \$ supplémentaires au capital.

- [75] La gestion de la végétation permet de fournir un service fiable. Énergie NB a récemment atteint un classement de fiabilité lié à la végétation dans le deuxième quartile par rapport à d'autres entreprises de service public après avoir affiché un rendement inférieur aux normes de l'industrie pendant plusieurs années. L'objectif explicite d'Énergie NB pour l'exercice de référence est de conserver ce niveau de fiabilité en assurant une gestion proactive de la végétation. Énergie NB prévoit entre autres de recruter quatre techniciennes ou techniciens en foresterie ou arboristes de services publics au cours de l'exercice de référence pour élargir les droits de passage de transport dans le cadre du programme élargi de gestion de la végétation sur le réseau de transport.
- [76] La hausse du budget et l'élargissement du programme de gestion de la végétation sur le réseau de transport ne sont pas des indicateurs de dépenses excessives. Énergie NB a démontré que le cycle de gestion de la végétation sur le réseau de distribution est trop long, que les coûts de chaque kilomètre de travaux ont augmenté et que le rythme de croissance des arbres s'accélère. Personne n'a contesté cette preuve. D'autres éléments de preuve déposés par Énergie NB montrent que les travaux d'élargissement des droits de passage corrigeront une cause connue des problèmes de fiabilité, qu'ils ne peuvent pas être réalisés par le personnel actuel et qu'ils ne seront entrepris que si l'analyse de rentabilité de l'élargissement du programme est approuvée. En fonction de cette preuve et du témoignage de M. Landry selon lequel rattraper le retard accumulé coûte plus cher en temps et en argent que de maintenir le niveau actuel de gestion de la végétation, la Commission estime qu'Énergie NB a établi un budget visant à maintenir le niveau actuel de service et à réduire les risques importants connus en matière de fiabilité.
- [77] Dans la mesure où Énergie NB a surestimé le budget, la Commission juge que les risques que l'entreprise dépasse son niveau de service modéré actuel sont moins importants que les risques qu'engendrerait la prise de retard dans le programme de gestion de la végétation.
- [78] Pour ces motifs, la Commission conclut que le budget est raisonnable.

#### **5.2.6 Les dépenses liées à l'efficacité énergétique et à la gestion de la demande sont raisonnables**

- [79] La gestion de la demande vise à changer la demande d'électricité en encourageant les clients à consommer l'énergie de manière plus efficace et à modifier leurs habitudes de consommation.
- [80] Les dépenses prévues par Énergie NB pour les programmes de gestion de la demande pendant l'exercice de référence sont de 55,8 M\$, dont un montant de 46,2 M\$ est

compensé par des modifications au compte de report réglementaire pour la gestion de la demande. La hausse de 9,1 M\$ par rapport à l'année dernière découle d'une augmentation des objectifs du programme ÉconoPointes concernant la réponse à la demande commerciale. Cette augmentation a pour but de remédier au manque de capacité en hiver et à une hausse des dépenses pour les programmes d'efficacité énergétique afin d'atteindre les objectifs réglementaires de réduction de la consommation d'énergie et d'autres objectifs politiques. Le budget d'Énergie NB fait partie d'un investissement plus important de 168,4 M\$ financé par le gouvernement du Nouveau-Brunswick et le gouvernement du Canada dans la gestion de la demande au Nouveau-Brunswick. Énergie NB a déposé de nombreuses preuves démontrant que le financement de ses programmes de gestion de la demande permettra de réduire les émissions de 57 964 tonnes d'éq. CO<sub>2</sub> et d'offrir des avantages qui dépasseront nettement le coût de l'investissement, y compris 356 M\$ d'économies pour les clients ainsi que des avantages pour le réseau électrique et des avantages économiques d'une valeur de 517 M\$.

- [81] Pour évaluer les besoins en revenus proposés, la Commission se concentre principalement sur les prévisions de dépenses de 55,8 M\$ pour l'exercice de référence d'Énergie NB dans le contexte de l'investissement plus important et de ses avantages globaux. Pour les motifs énoncés ci-dessous, la Commission conclut que les dépenses proposées sont raisonnables.
- [82] Pour appuyer son budget, Énergie NB a déposé un plan triennal de gestion de la demande ainsi que les plans, manuels, évaluations et analyses connexes comportant des renseignements détaillés sur les participants du programme, les dépenses, les économies d'énergie et de demande de pointe et la rentabilité de ses investissements en gestion de la demande. Le plan de gestion de la demande comporte de nombreuses améliorations qui témoignent de son mandat de proposer des programmes d'efficacité énergétique à tous les secteurs et pour tous les combustibles en vue d'atteindre des objectifs politiques généraux avec le soutien financier du gouvernement. Ces améliorations comprennent le service à des groupes méritant l'équité, l'ajout d'outils d'analyse coûts-avantages servant à saisir les avantages pour les participants et à évaluer la conformité des programmes de gestion de la demande aux objectifs politiques du gouvernement, ainsi que l'amélioration de la prestation des programmes.
- [83] En fonction de la preuve déposée dans la présente instance, du témoignage de M. Leopkey et des cibles d'efficacité énergétique prévues par la loi, la Commission conclut que le budget de 55,8 M\$ de l'exercice de référence est raisonnable.

- [84] La Commission confirme qu'Énergie NB s'est conformée aux directives énoncées au paragraphe 24 de la décision du 8 novembre 2024, dans l'instance 552, ayant pour but d'accroître la transparence concernant les coûts et les avantages de sa gestion de la demande et de ses programmes d'efficacité énergétique, et prend acte du fait que les mesures relatives aux énergies renouvelables ont été retirées du plan de gestion de la demande.

**5.2.7 Les autres postes de dépenses d'EEA n'ayant pas été abordés explicitement sont raisonnables**

- [85] La Commission est convaincue qu'Énergie NB a satisfait au fardeau de la preuve concernant les sous-catégories et divisions de postes de dépenses d'EEA présentées dans les tableaux 3.2.1 et 3.2.4 de la pièce NBP1.04, mais n'ayant pas été explicitement abordées. La Commission conclut que les besoins en revenus proposés liés à ces coûts prévus sont raisonnables.
- [86] L'intervenant public a fait valoir que le budget d'EEA d'Énergie NB n'est pas raisonnable, car il est fondé sur un historique de dépassements de coûts par l'entreprise de service public qui n'a pas été expliqué à la Commission. Au cours des six derniers exercices financiers, les dépenses d'EEA d'Énergie NB ont dépassé de 4,3 % ce qui avait été approuvé par la Commission. L'intervenant public a fondé ses observations sur l'opinion de M. Madsen, selon laquelle ces dépenses démontrent un piètre contrôle des coûts et devraient être corrigées par une réduction des besoins en revenus. Me Burgoyne s'est appuyé sur la même preuve pour soutenir sa demande à la Commission d'obliger Énergie NB à réduire ses dépenses d'EEA.
- [87] La Commission est d'accord avec Me Furey, qui a décrit l'analyse de M. Madsen comme étant superficielle. M. Madsen n'a pas étayé sa déclaration que les dépenses d'EEA de la plupart des entreprises de service public ne dépassent leur budget que de 1 ou 2 %. Son analyse n'a pas tenu compte des nombreuses preuves déposées à l'avance d'Énergie NB ni de son témoignage oral qui ont établi que les problèmes de rendement de la CNPL et des phénomènes météorologiques étaient la cause de plus de 40 % de ces écarts de dépenses. M. Madsen n'a pas non plus contesté le témoignage de M. Justin Urquhart, qui a fait état de l'absence de postes budgétaires facultatifs discrétionnaires ou de marge de manœuvre budgétaire dans le budget d'Énergie NB ainsi que de la capacité limitée de compenser ce genre d'augmentation.
- [88] Pour ces raisons, la Commission n'apporte aucun changement aux dépenses d'EEA proposées par Énergie NB, à l'exception de ceux présentés dans les parties 5.2.1 et 5.2.3.

### **5.3 Les charges d'amortissement sont réduites pour exclure le projet de la CNPL**

- [89] Les charges d'amortissement de 460,0 M\$ prévues au budget d'Énergie NB pour l'exercice 2027 sont supérieures de 59,1 M\$ au budget du dernier exercice en raison des dépenses en immobilisations récentes et à venir.
- [90] Pour appuyer ses prévisions des charges d'amortissement proposées, Énergie NB a déposé des études rédigées par Larry Kennedy, qui évaluent les estimations de la durée de vie réglementaire des actifs de transport et de distribution d'Énergie NB, ainsi que certains de ses actifs de production, en date du 31 mars 2024. La Commission a examiné une étude semblable des autres actifs de production d'Énergie NB dans le cadre de l'instance 552. Les études concluent que les durées d'amortissement utilisées par Énergie NB reflètent fidèlement la durée de vie utile moyenne de ses actifs réglementés et établissent les durées de vie utile moyennes et les dates de fin de vie recommandées.
- [91] En fonction de ces études, du témoignage de M. Kennedy et d'autres preuves déposées par Énergie NB, la Commission juge raisonnables les prévisions de charges d'amortissement proposées, à l'exception du projet de rebobinage du générateur de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Cette question et d'autres sont examinées ci-dessous. Comme l'indique le paragraphe [19], la Commission réduit les prévisions de charges d'amortissement de 5 M\$ pour les motifs énoncés dans la partie 5.3.1.

#### **5.3.1 L'amortissement lié au projet de la CNPL est interdit**

- [92] Les prévisions d'Énergie NB concernant les charges d'amortissement comprennent un montant de 5 millions de dollars lié au projet de rebobinage du générateur de la centrale nucléaire de Point Lepreau. La Commission n'a pas encore statué sur la prudence de ce projet. Si le projet n'est pas prudent, il ne serait pas juste et raisonnable de permettre à Énergie NB de recouvrer les charges d'amortissement connexes auprès des contribuables. Pour les motifs énoncés ci-dessous, la Commission réduit les prévisions de charges d'amortissement des besoins en revenus de 5 M\$.
- [93] Conformément à l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*, les projets d'immobilisations importants, comme le projet de rebobinage du générateur, doivent être approuvés au préalable par la Commission. Sous réserve de certaines exceptions, l'article 107 interdit à Énergie NB d'engager des dépenses supérieures à 10 % du coût immobilisé prévisionnel d'un projet d'immobilisations avant que la Commission ait jugé ce projet prudent. L'une de ces exceptions est le paragraphe 107(4), qui permet à la Commission de donner un effet rétroactif à l'approbation d'un projet terminé si les dépenses engagées étaient nécessaires.

- [94] Énergie NB a demandé l'approbation rétroactive du projet de rebobinage du générateur en vertu du paragraphe 107(4) une fois le projet achevé et le générateur remis en service. L'audience sur cette instance était prévue pour juin 2026. Énergie NB cherche à recouvrer les charges d'amortissement connexes avant que l'audience sur cette instance ait eu lieu, car les normes comptables applicables ne permettent pas le report des charges d'amortissement pour des actifs qui sont en service. Me Furey a suggéré que la Commission pourrait inclure provisoirement une charge d'amortissement de 5 M\$ dans les besoins en revenus et ordonner à Énergie NB de rembourser ce montant aux clients si elle juge par la suite que le projet n'était pas prudent.
- [95] La Commission n'est pas convaincue qu'il soit judicieux qu'elle use de son pouvoir discrétionnaire pour rendre une telle ordonnance provisoire. Le paragraphe 107(4) vise à donner un effet rétroactif à l'approbation du projet, et non au refus d'approbation. De plus, comme la Commission l'a mentionné dans sa décision sur la motion rendue le 9 mars 2026, les tarifs temporaires doivent être justes et raisonnables selon la preuve disponible. Énergie NB n'a pas établi si les limites comptables lui causeraient des difficultés financières ni comment elles le feraient. Elle n'a pas non plus établi que le calendrier réglementaire ne dépendait pas d'elle.
- [96] Pour ces motifs, la Commission réduit de 5 millions de dollars les prévisions de charges d'amortissement proposées relatives au projet de rebobinage du générateur, car elle n'est pas encore convaincue de la prudence de ce projet.

### **5.3.2 La Commission n'exigera pas qu'Énergie NB effectue d'autres ajustements à l'amortissement**

- [97] Pour les motifs énoncés ci-dessous, la Commission n'adoptera pas les recommandations de M. Madsen d'appliquer la procédure par groupe de durée de vie moyenne, d'accélérer le remboursement des écarts d'amortissement accumulés ou de réviser les durées de vie utile moyennes de certains comptes.
- [98] Énergie NB a appliqué la procédure par groupe d'égale durée en combinaison avec la méthode linéaire et la technique de durée de vie restante pour calculer l'amortissement de ses actifs de transport et de distribution. La Commission a approuvé l'utilisation de la procédure par groupe d'égale durée d'Énergie NB depuis 2008 en s'appuyant sur des études sur l'amortissement. Cette utilisation a aussi été examinée et acceptée par les auditeurs externes d'Énergie NB. M. Madsen a recommandé qu'Énergie NB utilise plutôt la procédure par groupe de durée de vie moyenne. Il estime que ce changement réduirait les charges d'amortissement de 35,7 M\$ au cours de l'exercice de référence. Énergie NB s'est opposée à cette recommandation au motif que M. Madsen n'a pas

démontré que la procédure par groupe d'égale durée n'est pas raisonnable ni que la procédure par groupe de durée de vie moyenne est plus précise. Énergie NB a également soutenu que M. Madsen a surévalué l'incidence du changement de procédure sur les besoins en revenus. À l'appui de son opposition, Énergie NB a présenté le témoignage d'expert de M. Kennedy. Pour les motifs suivants, la Commission n'exigera pas qu'Énergie NB passe à la procédure par groupe de durée de vie moyenne.

- [99] Il est estimé que les procédures par groupe d'égale durée et par groupe de durée de vie moyenne produisent toutes deux des estimations raisonnables des charges d'amortissement et qu'elles donnent lieu au même recouvrement des charges d'amortissement au long de la durée de vie utile des actifs. Les procédures se distinguent par rapport au temps : La théorie du groupe de durée de vie moyenne suppose que les actifs sont mis hors service une fois leur durée de vie utile moyenne écoulée, alors que la théorie du groupe d'égale durée reconnaît explicitement que les actifs peuvent être mis hors service à tout moment au cours de leur vie utile et tient implicitement compte des mises hors service hâtives et des effets de décomptabilisation connexes. À cause de cette différence, la procédure par groupe d'égale durée recouvre plus d'amortissement plus tôt dans la durée de vie des actifs que la procédure par groupe de durée de vie moyenne. L'inverse est également vrai.
- [100] L'ajustement de l'amortissement n'est pas un outil approprié pour réduire les besoins en revenus à des fins d'allègement tarifaire. Pour pouvoir accepter la recommandation de M. Madsen, la Commission doit donc être convaincue que la procédure par groupe d'égale durée ne permet plus de produire une réflexion raisonnable du comportement d'Énergie NB quant à la mise hors service de ses actifs. M. Madsen a allégué que la procédure par groupe d'égale durée entraîne invariablement un recouvrement excédentaire des charges d'amortissement, ce qu'il décrit comme étant la différence entre la théorie et la mise en pratique de cette procédure. Il a précisé en contre-interrogatoire que son allégation portait uniquement sur une situation où la durée de vie des actifs se prolonge et que le recouvrement excédentaire signifie qu'un amortissement trop élevé a été récupéré trop tôt dans la durée de vie des actifs.
- [101] Il n'existe aucun fondement probant pour procéder au changement recommandé par M. Madsen. Ce qu'il a décrit ne représente qu'une facette des conséquences mathématiques de la prise en compte des possibles mises hors service hâtives pour la procédure par groupe d'égale durée et pas pour la procédure par groupe de durée de vie moyenne. De plus, le témoignage contraire de M. Kennedy a démontré que l'affirmation de M. Madsen concernant l'allongement de la durée de vie des actifs est fondée sur des hypothèses non corroborées. Enfin, en fonction de la contre-preuve d'Énergie NB et du

témoignage de M<sup>me</sup> Hicks-Gesner, la Commission estime que la différence entre les deux procédures calculée par M. Madsen ne reflète pas l'incidence des pertes de 24,9 M\$ liées à la mise hors service d'actifs de distribution et que l'adoption de la procédure par groupe de durée de vie moyenne obligerait Énergie NB à mettre en place un processus pour prévoir ces pertes. Pour ces motifs et en fonction du témoignage de M. Kennedy, la Commission conclut que la procédure par groupe d'égale durée reflète raisonnablement la mise hors service d'actifs d'Énergie NB.

- [102] M. Madsen a aussi soulevé des inquiétudes concernant l'écart de 205,3 M\$ entre l'amortissement qu'Énergie NB a comptabilisé relativement à ses actifs de distribution et de transport et l'amortissement qui aurait été comptabilisé si les estimations actuelles avaient été en place pendant toute la durée de vie de ces actifs. Il a recommandé que ce processus soit accéléré et qu'un remboursement de 25 M\$ soit mis en place au cours de l'exercice de référence si Énergie NB continue d'utiliser la procédure par groupe d'égale durée.
- [103] Énergie NB a demandé à la Commission de rejeter la recommandation de M. Madsen. Énergie NB s'est appuyée sur le témoignage de M. Kennedy, qui a décrit l'amortissement comme une estimation susceptible de changer au fil du temps en fonction d'études sur l'amortissement dans lesquelles les durées de vie estimées des actifs sont modifiées. M. Kennedy a déclaré que les écarts entre les réserves calculées et les réserves comptables ne sont pas des erreurs ni des trop-perçus; ce sont des calculs de l'égalisation à effectuer sur la durée de vie restante du groupe d'actifs au moyen d'un calcul de l'amortissement selon la durée de vie restante. M. Madsen a reconnu que la différence pouvait être récupérée sur la durée de vie restante attendue des actifs, mais a recommandé d'accélérer le recouvrement d'une portion afin que les clients profitent d'une partie du remboursement en période d'augmentations de taux accrues. Il a souligné que l'Alberta Utilities Commission a mis en place des mesures de ce genre lorsqu'il y a un besoin extraordinaire d'atténuer la pression tarifaire exercée sur les clients.
- [104] La Commission a rejeté une recommandation semblable effectuée par M. Madsen dans l'instance 552, car l'ajustement de l'amortissement n'est pas un outil approprié pour réduire les besoins en revenus à des fins d'allègement tarifaire. Dans l'instance 552, la Commission avait remarqué qu'une partie de cet écart, d'un montant de 187 M\$ à l'époque, avait depuis été remboursée aux contribuables par l'application normale des politiques comptables d'Énergie NB, et, dans la mesure où l'écart persiste, le reste sera remboursé tout au long de la durée de vie restante. La Commission a maintenu la possibilité d'examiner à l'avenir une autre recommandation en faveur d'un

remboursement si les études sur l'amortissement à venir à ce moment indiquent qu'il est justifié.

- [105] Les décisions citées par M. Madsen en appui à son témoignage mettent en garde contre de tels ajustements sans examen attentif. À la page 189 de son livre intitulé *Public Utility Depreciation Practices*, la National Association of Regulatory Utility Commissioners recommande aux professionnels de l'amortissement d'éviter d'effectuer des ajustements accélérés sans avoir d'abord analysé attentivement les causes des écarts entre les estimations d'amortissement actuelles et passées. La page 76 du livre *Depreciation Systems* par Frank K. Wolf et W. Chester Fitch contient une description des autres facteurs qui devraient orienter les recommandations des professionnels de l'amortissement, notamment les caractéristiques du compte, les estimations d'événements à venir, la volatilité et les politiques sur l'amortissement. La Commission n'a pas de fondement analytique pour établir un cas évident de contribution excédentaire de l'amortissement.
- [106] La Commission constate également que les calculs des écarts d'amortissement accumulés de M. Madsen ne tiennent pas compte de la perte de 24,9 M\$ sur le compte de mise hors service des actifs de distribution.
- [107] La Commission accepte la preuve de M. Kennedy et n'ajustera pas pour ces motifs les prévisions de charges d'amortissement, comme l'a suggéré M. Madsen.
- [108] M. Madsen a aussi recommandé d'attribuer différentes durées de vie utile moyenne pour plusieurs comptes qui, selon lui, permettraient de mieux estimer les charges d'amortissement. La durée de vie utile moyenne et les courbes des immobilisations restantes sont des facteurs clés des charges d'amortissement. Le choix de la courbe nécessite un jugement d'expert. Les études sur l'amortissement examinent la sélection de courbes par Concentric pour estimer la durée de vie utile moyenne d'actifs bénéficiant des investissements les plus importants.
- [109] Dans la majorité des cas, la recommandation de M. Madsen est fondée sur son opinion que les courbes qu'il a choisies sont mieux adaptées sur les plans mathématique et statistique aux données observées liées aux mises hors service que les courbes choisies par Concentric. Dans un cas, sa recommandation s'appuie sur son opinion que la courbe qu'il a choisie correspond mieux à la nécessité pour la direction d'Énergie NB de contrôler ses dépenses. Il a aussi recommandé que la Commission ordonne une étude plus approfondie de certains comptes dans le cadre de la prochaine étude d'Énergie NB sur l'amortissement.

[110] La Commission n'adoptera pas les recommandations de M. Madsen, car le témoignage de M. Kennedy réfute son affirmation selon laquelle les courbes qu'il a choisies produisent une meilleure estimation des charges d'amortissement. M. Kennedy a démontré que M. Madsen s'est attaché à faire correspondre les courbes aux données historiques sans tenir compte d'autres facteurs permettant de déterminer la durée de vie attendue des actifs ni des principes de gradualité et de modération et qu'il a effectué des comparaisons avec les pairs et des évaluations de l'adaptation mathématique non expliquées.

#### **5.4 La demande de bénéfice net est raisonnable**

[111] La composante du bénéfice net des besoins en revenus représente le rendement auquel Énergie NB a droit en vertu de la Loi et des principes de la réglementation. Comme il est mentionné au paragraphe [19], Énergie NB a proposé un bénéfice net de 64,0 M\$ pour l'exercice 2027 et elle s'attend à ce qu'il améliore légèrement le ratio capitaux propres. Le bénéfice net est raisonnable tel que proposé pour les motifs ci-dessous.

[112] Dans l'instance 552, la Commission a approuvé un bénéfice net de 64 M\$ pour chacun des exercices 2025 et 2026. Énergie NB considère qu'un bénéfice net de 64 M\$ est trop bas à long terme, mais raisonnable dans les circonstances. M. Murphy et M. Justin Urquhart ont témoigné au sujet des objectifs concurrents dans l'établissement des prévisions de bénéfice net dans le contexte de l'examen global d'Énergie NB qui avait lieu à ce moment. Selon eux, Énergie NB a accordé la priorité à l'investissement dans son parc de production et dans d'autres travaux d'amélioration de la fiabilité plutôt qu'à la réalisation d'un bénéfice net supérieur pendant l'exercice de référence parce qu'elle voulait limiter l'augmentation tarifaire et qu'elle s'attend à ce que les améliorations de la fiabilité entraînent une augmentation durable du bénéfice net.

[113] La Loi n'impose aucune échéance pour l'atteinte de la cible en matière de capitaux propres et n'interdit pas à Énergie NB d'accorder la priorité aux revenus durables plutôt qu'aux revenus accrus à court terme. Comme des problèmes de fiabilité ont été à l'origine d'une baisse du bénéfice net d'Énergie NB par le passé, un investissement dans l'amélioration de la fiabilité est un moyen raisonnable d'accroître de manière durable les revenus. De plus, les prévisions sont conformes à la Directive, puisqu'Énergie NB s'attend à réaliser des progrès graduels vers l'atteinte de la cible en matière de capitaux propres malgré ses investissements importants des trois prochains exercices. Les comptes d'écart réglementaires offrent d'ailleurs une certaine protection contre les risques incontrôlables.

- [114] La Directive demande à Énergie NB de réaliser des « progrès considérables » vers l'atteinte de la cible en matière de capitaux propres au cours des trois prochains exercices financiers et de générer des revenus suffisants pour pallier les risques incontrôlables sans mettre de pression induite sur les tarifs. Comme la Loi, la Directive n'impose aucune échéance pour l'atteinte de la cible en matière de capitaux propres et n'interdit pas à Énergie NB d'accorder la priorité aux revenus durables plutôt qu'aux revenus accrus à court terme. M. Justin Urquhart a déclaré qu'Énergie NB considère qu'elle se conforme à la Directive parce que son plan triennal montre une amélioration progressive. Il a aussi souligné que les comptes d'écart réglementaire absorbent une partie des risques incontrôlables qu'un bénéfice net accru permettrait d'atténuer.
- [115] La Commission est du même avis. Non seulement le plan triennal prévoit-il une amélioration progressive vers l'atteinte de la cible en matière de capitaux propres, il le fait en période d'investissements importants. Selon le plan triennal, Énergie NB prévoit que son niveau d'endettement augmente de près de 4 G\$ au cours de la période visée par le plan, principalement en raison de l'augmentation des obligations au titre des contrats de location liées au projet RIGS et aux investissements à Mactaquac. En outre, Énergie NB avait précédemment exclu les obligations locatives et financières de sa structure de capital, mais a changé sa démarche en raison de la croissance prévue de ces obligations découlant du projet RIGS au cours des trois prochains exercices. Malgré ces investissements importants, l'augmentation de l'endettement et le changement de démarche, le plan prévoit une amélioration de la structure de capital de 0,68 % d'ici la fin de l'exercice 2029.
- [116] M. Murphy a suggéré que la prévision de bénéfice net est conforme aux attentes du ministre puisqu'Énergie NB n'a reçu aucune directive d'ajuster ses besoins en revenus ou son plan triennal après les avoir présentés au ministre, tel que l'exige la Directive. Quant à la raison pour laquelle le gouvernement du Nouveau-Brunswick pourrait juger raisonnable un bénéfice net minimal pour l'exercice 2027, M. Murphy a encouragé la Commission à réfléchir à l'évolution des attentes du gouvernement en ce qui concerne les progrès vers l'atteinte de la cible en matière de capitaux propres dans l'attente de l'examen global. L'issue de l'examen global est un rapport attendu d'ici le 31 mars 2026 qui comprendra des recommandations pour l'avenir durable d'Énergie NB. La directive relative au bénéfice net demeure en vigueur jusqu'à ce que ces recommandations soient mises en œuvre.
- [117] Compte tenu de l'objectif d'Énergie NB de générer suffisamment de revenus pour atteindre une structure de capital composée d'au moins 20 % de capitaux propres, des autres facteurs réglementaires obligatoires et de l'examen global qui avait lieu à ce

moment, la Commission conclut que la prévision de bénéfice net proposée est raisonnable. La Commission n'augmentera pas le bénéfice net proposé pour compenser les refus présentés dans les parties 5.2.1, 5.2.3.2 et 5.3.1. La Commission a le pouvoir de fixer des tarifs justes et raisonnables plus élevés que ceux que propose Énergie NB, mais ne le fait pas en l'instance parce que la prévision de bénéfice net proposée est raisonnable.

**5.5 La prévision de revenus est augmentée pour refléter les revenus liés au tarif net zéro et aux frais de non-participation à l'IMA**

- [118] Énergie NB a déposé son estimation du volume de ventes d'électricité dans la province, appelée prévision de charge, pour les dix années allant de 2026 à 2036. Elle a basé son analyse PROMOD et sa prévision de revenus dans la province sur cette prévision de charge. Énergie NB a aussi déposé ses prévisions de revenus non fermes, de ventes hors province et de marge brute avec sa demande.
- [119] Comme on l'indique à la partie 5.1.1, la Commission accepte la prévision de revenus sur la base des résultats PROMOD du 1<sup>er</sup> trimestre. Ceux-ci se fondent sur une charge énergétique prévue dans la province de 14 775 gigawattheures et une demande de pointe prévue de 3 230 mégawatts pour l'exercice 2027.
- [120] La Commission accepte la prévision de revenus dans la province d'Énergie NB, sous réserve des rajustements suivants visant à tenir compte des revenus liés au nouveau tarif net zéro et aux frais de non-participation à l'IMA. Énergie NB n'a pas pris en compte les revenus liés au nouveau tarif net zéro et aux frais de non-participation à l'IMA dans ses besoins en revenus proposés. La Commission approuve le tarif net zéro proposé à la partie 7.6. Énergie NB n'est pas en mesure de prévoir le nombre de clients qui opteront pour le tarif net zéro. En l'absence de données sur les revenus prévus, la Commission estime qu'un tiers des 4,2 millions de dollars de revenus annuels retenus par Énergie NB aux fins de la tarification constitue une prévision raisonnable. En conséquence, la Commission ajuste les besoins en revenus afin de tenir compte de revenus présumés de 1,4 million de dollars. La Commission approuve les frais de non-participation à l'IMA proposés à la partie 7.4. La Commission a entendu la preuve selon laquelle Énergie NB prévoit que 2 % de ses clients opteront pour un compteur non standard à l'issue de sa campagne sur le choix du compteur. La Commission réduit donc les besoins en revenus pour tenir compte des revenus prévus liés aux frais de non-participation à l'IMA pour l'exercice 2027. Énergie NB a confirmé dans son dépôt de conformité daté du 13 avril 2026 que la baisse appropriée est de 252 103,25 \$.

[121] La Commission accepte les prévisions de l'exercice de référence d'Énergie NB concernant les ventes à l'exportation et la marge brute.

#### **5.6 Des besoins en revenus de 2,7333 G\$ sont approuvés**

[122] La Commission est convaincue qu'Énergie NB a satisfait au fardeau de la preuve concernant les catégories de besoins en revenus abordées explicitement dans les présents motifs. La Commission conclut que les besoins en revenus proposés liés à ces coûts prévus sont raisonnables.

[123] La Commission approuve des besoins en revenus de 2,7333 G\$ pour l'exercice 2027. Ces besoins en revenus reflètent les rajustements décrits dans le tableau du paragraphe [19] et donnent à Énergie NB la possibilité raisonnable de recouvrer les coûts prévus et d'obtenir un rendement juste dans le contexte de la cible en matière de capitaux propres et d'autres objectifs de planification.

[124] La Commission ne peut pas limiter arbitrairement les besoins en revenus afin de réduire les tarifs. Si elle est pleinement consciente des répercussions de la hausse des tarifs sur les clients d'Énergie NB, y compris les clients résidentiels à faible revenu, la Commission ne peut toutefois pas réduire les tarifs pour sanctionner l'entreprise de service public en raison de ses manquements passés. Comme il a été examiné à la partie 5.2.7, certains intervenants ont fait part de leurs préoccupations concernant les besoins en revenus proposés par Énergie NB et son apparente incapacité à maintenir ses dépenses dans les limites des prévisions antérieures. Ils se sont prononcés en faveur d'un plafonnement des besoins en revenus afin de réduire les tarifs, sans doute en obligeant Énergie NB à fonctionner avec un budget plus restreint. En guise de réponse, Énergie NB a invoqué des facteurs indépendants de sa volonté, notamment les conditions météorologiques extrêmes et l'arrêt imprévu de la centrale nucléaire de Point Lepreau, et a fait valoir que les besoins en revenus proposés étaient pleinement étayés par des preuves et que ces dépenses étaient nécessaires pour assurer l'exploitation sûre et fiable de son réseau.

[125] Le fait d'empêcher Énergie NB de récupérer des coûts dont le caractère prudent est prouvé nuirait aux contribuables en entraînant des tarifs plus élevés à l'avenir ou en engendrant des risques inacceptables pour la fiabilité et la sécurité. Quoi qu'il en soit, on ne peut ignorer la situation financière actuelle d'Énergie NB. Aussi tentant que cela puisse être, fixer des tarifs en deçà des niveaux jugés équitables et raisonnables à l'issue d'un examen approfondi des preuves ne ferait que perpétuer et aggraver le fardeau qui pèse sur les contribuables.

## **6 La méthode de répartition des coûts est approuvée**

[126] La Commission approuve les modifications méthodologiques figurant dans les modèles de l'étude sur la répartition des coûts par catégorie de 2026-2027 d'Énergie NB, déposés comme pièces NBP1.98 et NBP1.99CR. La Commission confirme qu'Énergie NB s'est conformée aux directives énoncées aux paragraphes 9 et 10 de la décision du 19 décembre 2024, dans l'instance 554, visant à répartir sur une base saisonnière les coûts d'achat de combustibles et d'énergie classés comme coûts énergétiques, et à évaluer les avantages, explicites ou implicites, que ses contrats d'achat d'électricité et son portefeuille d'approvisionnement procurent sur le plan de la capacité.

## **7 La conception tarifaire, les tarifs et les frais sont approuvés**

[127] Le terme « conception tarifaire » est une expression réglementaire décrivant la structure des prix d'un service public. Habituellement, les tarifs devraient être établis en fonction de la causalité des coûts du client pour répartir le recouvrement des coûts et les bénéfices du système parmi tous les clients. Cependant, il peut être de mise de diminuer l'importance des considérations fondées sur les coûts afin de privilégier des considérations concurrentielles ou stratégiques ou d'atteindre des objectifs politiques.

[128] Énergie NB a demandé à la Commission de rendre les tarifs plus abordables pour les clients résidentiels en appliquant l'augmentation tarifaire de manière uniforme à tous les clients. Énergie NB a également proposé de modifier la redevance d'équilibrage éolien et les prix du portefeuille de solutions énergétiques pour les clients, de mettre en place un nouveau tarif net zéro facultatif à ajouter au portefeuille de solutions énergétiques pour les clients ainsi que de nouveaux frais de non-participation à l'IMA, d'augmenter les frais pour les usagers du Réseau branché et de mettre en place de nouveaux tarifs pour les bornes de recharge publiques. Pour les motifs énoncés ci-dessous, la Commission approuve ces demandes telles que proposées.

### **7.1 Les tarifs uniformes sont approuvés afin d'être plus abordables pour les clients résidentiels.**

[129] Historiquement, les clients résidentiels ont payé moins cher pour leur électricité que ce qu'il en coûte à Énergie NB pour leur fournir le service, alors que d'autres clients ont payé plus cher que le coût du service. La Commission a adopté une démarche progressive pour corriger cette iniquité en établissant chaque année un pourcentage de hausse de tarif légèrement plus élevé pour les clients résidentiels que pour les autres catégories tarifaires. Encore plusieurs années de ces augmentations tarifaires différentielles sont

nécessaires pour que les taux résidentiels permettent de récupérer les coûts nécessaires pour desservir la clientèle résidentielle.

- [130] Les hausses tarifaires touchent de manière disproportionnée les clients à faibles revenus et d'autres clients vulnérables. Énergie NB a demandé à la Commission de rendre les tarifs plus abordables pour les clients résidentiels en suspendant les efforts de rétablissement de l'équité et en appliquant l'augmentation tarifaire de manière uniforme à tous les clients. Une augmentation tarifaire uniforme réduirait l'augmentation du tarif résidentiel à 4,75 % au lieu de 5,42 %, mais ralentirait les progrès vers le recouvrement intégral des coûts du service.
- [131] Tous les intervenants ont demandé à la Commission de tenir compte de l'abordabilité dans l'établissement de tarifs justes et raisonnables. Le Saint John Human Development Council a déposé son rapport intitulé « 2025 Energy Poverty in New Brunswick » comme preuve dans cette instance. Le rapport indique que 68,4 % des ménages néo-brunswickois à faible revenu consacrent au moins 6 % de leurs revenus nets à l'électricité, contre 25,6 % de l'ensemble des ménages néo-brunswickois. La Commission accepte ce rapport comme preuve que, comparativement à l'ensemble des ménages néo-brunswickois, les ménages néo-brunswickois à faible revenu sont beaucoup plus susceptibles de consacrer une part élevée de leurs revenus aux coûts énergétiques. En fonction de cette preuve et des commentaires de membres du public exprimant des préoccupations liées à l'abordabilité, la Commission conclut que les avantages en matière d'abordabilité d'une augmentation tarifaire uniforme l'emportent sur la réalisation de progrès modestes vers l'équité au moyen de taux différentiels.
- [132] En tant que tribunal administratif doté de pouvoirs délégués par la loi, la Commission n'a pas compétence pour mettre en place un programme d'allègement des tarifs destiné à aider les clients d'Énergie NB à faibles revenus ou d'autres clients vulnérables. La *Loi sur l'électricité* exige de la Commission qu'elle fixe les tarifs en fonction des besoins en revenus d'Énergie NB. La Commission évalue ces besoins en revenus sur la base de prévisions afin de s'assurer que les tarifs sont fixés de manière à ne recouvrer que les coûts engagés de manière prudente. Concernant la question de l'abordabilité, la Commission approuve l'augmentation tarifaire uniforme et accepte comme prudente la cible de réduction des coûts imposée à Énergie NB (partie 5.2.4) ainsi qu'un bénéfice net prévu qui réduit les progrès réalisés vers la cible en matière de capitaux propres d'Énergie NB (partie 5.4), tout en rejetant certains coûts prévisionnels qui n'ont pas été démontrés comme étant prudents (parties 5.2.3.2 et 5.3.1).

[133] Pour ces motifs, la Commission approuve l'augmentation tarifaire uniforme suivante pour l'exercice 2027 :

|                                   | Revenus avant augmentation<br>(en M\$) | Augmentation tarifaire | Revenus après augmentation<br>(en M\$) | Augmentation annuelle<br>(en M\$) |
|-----------------------------------|----------------------------------------|------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------|
| Usage résidentiel                 | 989,3                                  | 4,29 %                 | 1 031,6                                | 42,3                              |
| Usage général                     | 375,1                                  | 4,29 %                 | 391,2                                  | 16,1                              |
| Usage industriel petite puissance | 76,9                                   | 4,29 %                 | 80,2                                   | 3,3                               |
| Usage industriel grande puissance | 284,1                                  | 4,29 %                 | 296,4                                  | 12,3                              |
| Ventes en gros                    | 147,7                                  | 4,29 %                 | 154,0                                  | 6,3                               |
| Éclairage des rues                | 18,9                                   | 4,29 %                 | 19,7                                   | 0,8                               |
| Consommation non mesurée          | 6,0                                    | 4,29 %                 | 6,2                                    | 0,2                               |

\* Les écarts dans les valeurs du tableau peuvent être attribuables à l'arrondissement.

[134] Énergie NB et la Commission ont mis en œuvre d'autres mesures pour aider les clients vulnérables d'Énergie NB. Énergie NB propose des ressources d'aide au paiement et des outils d'efficacité énergétique et a mis en place un programme pilote de moratoire sur les coupures d'électricité en hiver. Énergie NB offre aussi le Programme écoénergétique amélioré, qui a permis de réduire le nombre de personnes en situation de pauvreté énergétique au Nouveau-Brunswick. La Commission a soutenu ces initiatives, ainsi que d'autres, par l'intermédiaire de ses ordonnances et directives. Énergie NB est particulièrement bien placée pour aider l'ensemble des parties prenantes à mieux comprendre la pauvreté énergétique au Nouveau-Brunswick, en suivant et en publiant des indicateurs pertinents relatifs à l'abordabilité, tels que les arriérés, le plan de paiement et les mesures liées aux coupures, ainsi que des mesures relatives au Programme écoénergétique amélioré – taux de participation, liste d'attente, renseignements sur les économies d'énergie réalisées, etc. La Commission attend d'Énergie NB qu'elle s'appuie sur les travaux préliminaires du comité sur les populations vulnérables pour élaborer un tableau de bord à cette fin.

[135] Le gouvernement provincial a pour mandat de fournir un soutien supplémentaire et dispose de l'infrastructure de programmes sociaux nécessaire pour le faire efficacement, s'il choisit d'intervenir en ce sens. La Commission recommande au gouvernement provincial d'envisager d'accorder une aide ciblée aux personnes en situation de pauvreté énergétique au Nouveau-Brunswick.

## **7.2 La redevance d'équilibrage éolien est approuvée**

- [136] Énergie NB a demandé à la Commission d'approuver une hausse de la redevance d'équilibrage éolien de 0,256 cent par kWh. Cette redevance s'applique aux clients qui sont alimentés par une installation de production d'énergie éolienne d'une capacité supérieure à 100 kW, plutôt que par Énergie NB. Elle a pour but de permettre à Énergie NB de récupérer les coûts de la prestation de services d'équilibrage pour cette alimentation et de fournir des signaux de prix appropriés pour les clients.
- [137] La redevance proposée par Énergie NB est fondée sur les résultats d'une étude sur l'équilibrage éolien menée conformément à la méthodologie approuvée par la Commission et en conformité avec la directive de la Commission d'affiner sa méthode d'estimation des coûts. Utilities Municipal, au nom du seul client devant payer la redevance d'équilibrage éolien, ne s'est pas opposée au tarif proposé, mais s'est interrogée sur l'équité de fixer la redevance plus fréquemment que le tarif de l'annexe 3(c) et dans le cadre d'une instance différente.
- [138] Me Burgoyne a soutenu que l'éventuelle iniquité découle de deux sources. D'abord, il a évoqué la possibilité que le client paie trop cher au cours de l'exercice 2027, puisque le montant de la redevance est fondé sur le coût moyen de l'équilibrage éolien sur les trois prochains exercices tel qu'il a été calculé dans une étude indiquant une production accrue d'énergie éolienne et des prix plus élevés pendant les exercices deux et trois. Ensuite, il a soulevé la possibilité que différents clients paient un prix différent pour « le même service », car le tarif de l'annexe 3(c) est établi dans le cadre d'une autre instance. Me Burgoyne a suggéré que les deux problèmes pourraient être résolus en fixant la redevance d'équilibrage éolien tous les trois ans, en même temps que l'établissement du tarif de l'annexe 3(c).
- [139] Le service de l'annexe 3(c) et le service d'équilibrage éolien ne sont pas le même service. Le service de l'annexe 3(c) est un service intrahoraire et n'est pas complètement analogue au service proposé d'équilibrage éolien, qui fournit également un service intrahoraire et s'applique dans différentes circonstances. Même si elle reconnaît les potentiels avantages en matière d'équité et d'efficacité de mener tous les trois ans une étude sur l'équilibrage éolien dans le but d'établir les deux tarifs dans le cadre de la même instance, la Commission n'est pas convaincue que la demande d'Utilities Municipal est justifiable dans les circonstances. La continuité des parties entre les instances, les revenus relativement faibles tirés de la redevance et les difficultés pratiques posées par l'établissement simultané des deux tarifs rendent cette option difficile à envisager pour le moment. La

Commission souligne l'offre faite par Énergie NB en réponse à l'observation de Me Burgoyne de discuter de cette question plus en détail avec Utilities Municipal.

- [140] Pour ces raisons, la Commission approuve la redevance d'équilibrage éolien proposée d'Énergie NB et n'ordonnera pas que les tarifs soient établis en même temps que ceux de l'annexe 3(c) à l'avenir. Toutefois, la Commission pourrait modifier la méthode approuvée si Énergie NB cherche à appuyer une nouvelle proposition de tarifs au cours des deux prochains exercices financiers sur le fondement d'une nouvelle moyenne sur trois ans.
- [141] La Commission confirme que l'étude actualisée sur l'équilibrage éolien, déposée comme pièce NBP2.07, est conforme aux directives de la Commission énoncées au paragraphe 31 de la décision du 8 novembre 2024 dans l'instance 552.

### **7.3 Les prix pour le portefeuille de SEC sont approuvés**

- [142] Énergie NB offre à ses clients une série de produits et de services appelés solutions énergétiques pour les clients (SEC) : location de chauffe-eau avec service d'urgence en tout temps, service de location et d'entretien de luminaires sentinelles et de projecteurs, et service de location et d'entretien d'une solution d'alimentation de secours connue sous le nom de ConnexSûre. La Commission réglemente les prix de ces produits et services en tant que portefeuille en se fondant sur des considérations de marché, car ils sont offerts sur des marchés concurrentiels. Les revenus nets générés par le portefeuille de SEC profitent à tous les contribuables.
- [143] Énergie NB demande des augmentations de prix pour chaque produit et service du portefeuille de SEC. La Commission doit s'assurer que les prix augmentés continuent d'être basés sur le marché, que les coûts sont entièrement récupérés auprès des clients participants et que le portefeuille génère des revenus nets.
- [144] Pour les raisons suivantes, et compte tenu du rôle du portefeuille de SEC dans l'atteinte des objectifs de planification d'Énergie NB, la Commission approuve les prix proposés dans le tableau suivant :

| <b>PRIX APPROUVÉS POUR LE PORTEFEUILLE DE SEC POUR L'EXERCICE 2027</b> |                                          |          |
|------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------|
| <b>Chauffe-eau</b>                                                     | 22 gallons (100 L)                       | 10,99 \$ |
|                                                                        | 40 gallons (180 L)                       | 10,99 \$ |
|                                                                        | 50 gallons (228 L) « Acier inoxydable »* | 10,99 \$ |
|                                                                        | 60 gallons (270 L)                       | 13,99 \$ |

|                           |                                                  |          |
|---------------------------|--------------------------------------------------|----------|
|                           | 100 gallons (455 L)                              | 26,99 \$ |
|                           | 100 gallons (455 L) « Commercial » 208 V         | 39,99 \$ |
|                           | 100 gallons (455 L) « Commercial » 600 V         | 50,49 \$ |
| <b>Éclairage hors rue</b> | 100 watts équivalents VSHP (DEL)                 | 20,99 \$ |
|                           | 200 watts équivalents VSHP (DEL)                 | 32,49 \$ |
|                           | 100 watts (à vapeur de sodium à haute pression*) | 22,99 \$ |
|                           | 200 watts (à vapeur de sodium à haute pression*) | 35,49 \$ |
|                           | 175 watts (à vapeur de mercure*)                 | 22,99 \$ |
|                           | 400 watts (à vapeur de mercure*)                 | 40,49 \$ |
|                           | 250 watts équivalents halogénures (DEL)          | 40,99 \$ |
|                           | 400 watts équivalents halogénures (DEL)          | 49,99 \$ |
|                           | 1000 watts équivalents halogénures (DEL)         | 85,99 \$ |
|                           |                                                  |          |
| <b>ConnexSûre</b>         | Commutateur de transfert de 30 A                 | 29,99 \$ |

L'information financière détaillée déposée par Énergie NB indique que les coûts de la prestation des services d'éclairage hors rue devraient diminuer au cours de l'exercice 2027, tandis que les coûts de mise en service des locations de chauffe-eau et du service ConnexSûre augmenteront en raison de la hausse des coûts des fournisseurs et de l'installation ainsi que, dans le cas de la location de chauffe-eau, de la popularité du programme. Énergie NB a arrêté d'accepter de nouveaux clients pour son programme ConnexSûre, mais maintient le service pour les clients existants.

[145] Avec les hausses proposées, le portefeuille de SEC devrait générer des revenus nets de 19,6 M\$ au cours de l'exercice 2027.

[146] La Commission estime que les prix proposés continuent d'être basés sur le marché. Les prix de location de chauffe-eau d'Énergie NB sont les plus bas au Canada et ses prix de

location de l'éclairage hors rue sont comparables à ceux d'autres fournisseurs. Bien qu'il n'existe pas de marché de solutions de location comparable à ConnexSûre, la Commission est convaincue que des options d'achat et d'installation de commutateurs de transfert sont offertes aux clients.

- [147] Selon ces constats, la Commission conclut que les prix proposés sont justes et raisonnables.

#### **7.4 Les frais de non-participation à l'IMA sont approuvés**

- [148] Les compteurs IMA sont les compteurs standard d'Énergie NB. La lecture des compteurs non standard doit être effectuée manuellement. Énergie NB demande à la Commission d'approuver des frais mensuels de 4,65 \$ pour les compteurs non standard (non-participation à l'IMA) et des frais uniques de déconnexion des fonctions de communication de l'IMA équivalents aux frais d'appel de service, en vigueur au 1<sup>er</sup> septembre 2026. Les frais de non-participation à l'IMA visent explicitement à recouvrer les coûts d'exploitation supplémentaires engendrés par six lectures manuelles des compteurs par année. Énergie NB a déposé une preuve démontrant que le coût annuel moyen d'un client qui ne participe pas à l'IMA se chiffre à 55,74 \$, soit 4,65 \$ par mois. Pour les motifs exposés ci-dessous, la Commission conclut que les frais proposés de non-participation à l'IMA sont justes et raisonnables.
- [149] Sans frais de non-participation à l'IMA, tous les contribuables subventionneraient les coûts supplémentaires occasionnés par la lecture manuelle des compteurs des clients qui ne participent pas à l'IMA. Cette situation irait à l'encontre du principe selon lequel les clients devraient payer pour les coûts qu'ils engendrent et empêcherait de répartir équitablement le recouvrement des coûts du système parmi tous les clients. L'examen des autres entreprises de service public effectué par Énergie NB démontre que l'application de frais de non-participation est une pratique courante au Canada.
- [150] Me Burgoyne s'est interrogé sur la raison pour laquelle quatre des cinq entreprises de service public examinées imposent des frais mensuels de non-participation d'un montant supérieur à celui de 4,65 \$ proposé par Énergie NB. La Commission n'est pas en mesure de comparer les méthodes de répartition des coûts utilisées par Énergie NB et les autres entreprises de service public. Rien n'indique toutefois qu'Énergie NB a sous-évalué ses coûts. Le calcul du coût moyen par client non participant effectué par Énergie NB tient compte de facteurs raisonnables, plus précisément la main-d'œuvre pour la lecture des compteurs, les coûts des véhicules, la surveillance, les coûts indirects et le temps de déplacement.

- [151] Énergie NB s'est déjà engagée à déposer un rapport annuel démontrant le coût lié à la prestation de services aux clients dotés d'un compteur non standard, et la Commission lui ordonne de le faire. Comme Utilities Municipal l'a demandé et dans la mesure où le rapport ne le fait pas, la Commission ordonne à Énergie NB d'évaluer les coûts complets de main-d'œuvre ainsi que les coûts liés à l'équipement et aux véhicules associés à ce service, et de présenter les résultats de cette évaluation dans sa prochaine demande générale de tarifs. La Commission n'exigera pas qu'Énergie NB inclue des examens des pairs ni des méthodes de rechange dans son rapport annuel.
- [152] Pour ces motifs, la Commission approuve les frais de non-participation à l'IMA, en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2026. La date d'entrée en vigueur du 1<sup>er</sup> septembre 2026 permettra à Énergie NB d'informer ses clients des frais approuvés au cours de sa campagne à venir visant à encourager les clients qui ne l'ont pas encore fait d'adopter les compteurs IMA. La Commission approuve également les frais uniques de déconnexion des fonctions de communication de l'IMA équivalents aux frais d'appel de service d'Énergie NB. Ces frais visent à récupérer les coûts associés à la visite sur place nécessaire à la déconnexion.
- [153] La Commission confirme que le libellé proposé pour le manuel des barèmes de tarification et des politiques, présenté à la section O-7 de la pièce NBP1.16, est conforme aux directives données par la Commission au paragraphe 182 de la décision du 4 septembre 2020 dans l'instance 452.

#### **7.5 Les frais de paiement en retard et pour insuffisance de fonds sont approuvés**

- [154] La Commission n'applique pas d'augmentation générale des tarifs aux frais de retard de paiement ni aux frais pour insuffisance de fonds d'Énergie NB. Sur la base de la preuve déposée par Énergie NB, la Commission approuve la proposition d'Énergie NB visant à maintenir les frais de paiement en retard et les frais pour insuffisance de fonds actuellement en vigueur.

#### **7.6 Le tarif net zéro facultatif est approuvé et compris dans le portefeuille de SEC**

- [155] Dans l'instance 529, la Commission a approuvé la méthode proposée par Énergie NB pour calculer un tarif net zéro facultatif qui offrirait aux clients l'option d'acheter 100 % de leur électricité de sources non émettrices en payant un supplément en plus des tarifs de base d'Énergie NB.
- [156] Énergie NB sollicite maintenant l'approbation d'un tarif net zéro de 8,32 cents par kWh pour les clients raccordés au réseau de distribution et de 7,99 cents par kWh pour les clients raccordés au réseau de transport. Les tarifs proposés ont été calculés selon la méthode approuvée dans l'instance 529 et permettront de recouvrer les coûts du

système. Les revenus générés par les tarifs proposés créeront une pression à la baisse sur les tarifs d'électricité au profit de tous les contribuables.

- [157] La Commission approuve un tarif net zéro facultatif de 8,32 cents par kWh pour les clients raccordés au réseau de distribution et de 7,99 cents par kWh pour les clients raccordés au réseau de transport parce que celui-ci a été calculé conformément à une méthode approuvée. La Commission approuve également le libellé proposé pour le manuel des barèmes de tarification et des politiques présenté aux sections G-7 et N-15 de la pièce NBP1.16.
- [158] La Commission confirme qu'Énergie NB s'est conformée aux directives énoncées au paragraphe 19 de la décision du 28 juillet 2023, dans l'instance 529, de déposer des éléments de preuve liés à l'abonnement et à l'approvisionnement avec toute demande visant l'approbation d'un tarif net zéro donné. Énergie NB a déposé les ententes d'approvisionnement qu'elle a conclues pour de l'énergie renouvelable et elle ne prévoit pas d'obliger les abonnés à accepter d'autres conditions que celles du manuel des barèmes de tarification et des politiques.
- [159] La Commission fait droit à la demande d'Énergie NB visant à ajouter le tarif net zéro au portefeuille de solutions énergétiques pour les clients. Énergie NB a présenté une preuve confirmant que le tarif proposé satisfait aux trois exigences pour un abonnement : il existe un marché pour une offre de tarif net zéro et d'autres solutions pour répondre à la demande pour de l'électricité provenant de sources non émettrices; une source d'approvisionnement économique sous forme de plusieurs ententes pour de l'énergie renouvelable avec des promoteurs financés par le fédéral; et un bénéfice net représentant une marge qui créera une pression à la baisse sur les tarifs d'électricité au profit de tous les contribuables.

## **7.7 Les tarifs pour le Réseau branché sont approuvés**

- [160] Le Réseau branché d'Énergie NB est composé de bornes de recharge appartenant à Énergie NB et à des tiers autorisés. La Commission fixe les tarifs de recharge des véhicules électriques par l'intermédiaire du Réseau branché afin qu'ils soient comparables aux autres tarifs de la région, car l'objectif du Réseau branché est de favoriser l'adoption des véhicules électriques dans la province, ce qui du coup contribuera aux futures ventes accrues d'électricité en soutien aux objectifs stratégiques de l'entreprise de service public. Cette démarche continue d'être pertinente pour favoriser la croissance de la demande pour la recharge des véhicules électriques et le développement soutenu d'un marché concurrentiel.

- [161] Les utilisateurs du Réseau branché paient des frais calculés en fonction de la durée ou par séance. Énergie NB propose d'augmenter ces frais d'utilisation de 33 % pour la recharge de niveau 2 et de niveau 3 (50 kW) et de 50 % pour la recharge de niveau 3 (100 kW).
- [162] La Commission juge que les frais proposés sont comparables aux autres frais de recharge de véhicules électriques de la région. Si les frais d'utilisation proposés pour la recharge de niveau 2 sont plus élevés que les prix d'autres réseaux de services publics au Canada atlantique, ils demeurent dans la fourchette des tarifs appliqués aux utilisateurs de réseaux tiers du Canada atlantique et de l'ensemble du pays et sont inférieurs à certains tarifs en vigueur au Nouveau-Brunswick. Les frais d'utilisation proposés pour la recharge de niveau 3 (50 kW) sont les mêmes que les frais calculés selon la durée des réseaux de services publics de l'Île-du-Prince-Édouard, du Manitoba et de la Saskatchewan, et les frais proposés de la recharge de 100 kW sont semblables aux tarifs calculés selon la durée d'autres réseaux tiers du Canada atlantique et de l'ensemble du pays. La Commission estime également que les coûts de l'électricité liés à la recharge ont augmenté considérablement depuis la mise en place des frais actuels.
- [163] La Commission conclut que les tarifs sont justes et raisonnables, car les augmentations dépassent celles liées aux coûts d'électricité et les tarifs demeurent comparables aux autres tarifs de recharge de véhicules électriques de la région. Ces caractéristiques permettront d'éliminer les obstacles à l'investissement de tiers dans le Réseau branché qu'avait relevés Énergie NB. Pour ces motifs, la Commission approuve les frais d'utilisation applicables à la recharge des véhicules électriques sur le Réseau branché d'Énergie NB qui ont été présentés à la page 69 du manuel des barèmes de tarification et des politiques déposé par Énergie NB le 13 avril 2026.

#### **7.8 Les nouveaux tarifs pour l'exploitation de bornes de recharge sont approuvés**

- [164] Les exploitants de bornes de recharge publiques de voitures électriques paient des tarifs d'électricité qui incluent des frais fondés sur leur demande maximale, sans égard à la fréquence d'utilisation de la borne de recharge. Ces exploitants sont actuellement classés comme des clients de la catégorie Usage général, mais leur profil de charge et leur coût de service diffèrent de ceux de la catégorie d'usage général.
- [165] Énergie NB propose une nouvelle conception tarifaire s'appliquant aux exploitants de bornes de recharge publiques dont le profil de charge est inférieur ou égal à 20 %. La conception tarifaire proposée comprendrait des tarifs d'énergie croissants et décroissants fondés sur le facteur de charge des sites de recharge. Les tarifs d'énergie varieraient en fonction de la période de pointe et de la période hors pointe. Pour les nouveaux clients, une tranche de facteur de charge sera estimée selon l'utilisation

projetée par rapport aux données connues de sites semblables au même endroit ou à un endroit similaire.

- [166] À l'appui de sa demande, Énergie NB a déposé un rapport rédigé par Jeff Turner. M. Turner a utilisé les données d'Énergie NB pour démontrer que le profil de consommation des exploitants de bornes de recharge publiques est caractérisé par un faible facteur de charge et une demande de pointe brève et variable, dont seule une petite partie est consommée pendant la demande de pointe du réseau. En fonction de cette preuve, la Commission juge la conception proposée conforme à ses objectifs en matière de conception tarifaire, car elle reflète de manière raisonnable les coûts causés par les exploitants de sites de recharge.
- [167] La Commission approuve la création d'une catégorie tarifaire regroupant les propriétaires de sites publics de recharge de véhicules électriques, ainsi que la structure tarifaire et les tarifs présentés à la section N-8 de l'annexe « A » de l'ordonnance de la Commission datée du 13 avril 2026
- [168] La Commission confirme qu'Énergie NB s'est conformée à ses directives concernant les bornes de recharge publiques de véhicules électriques et de parcs automobiles, ainsi que la recharge des voitures électriques dans les catégories résidentielles et d'usage général, telles qu'énoncées au paragraphe 20 de la décision du 28 juillet 2023, dans l'instance 529.

## **7.9 Les tarifs d'énergie interruptible et excédentaire sont approuvés**

- [169] Énergie NB offre de l'énergie interruptible et excédentaire aux clients admissibles de la catégorie Usage industriel grande puissance. Énergie NB propose de remanier ses tarifs d'énergie interruptible et excédentaire et de remplacer ses tarifs de pointe et hors pointe par des tarifs horaires, de préciser sa définition de coût différentiel et de mettre à jour les additionneurs pour recouvrer les tarifs actuels du tarif d'accès au réseau de transport d'Énergie NB et 10 % des dépenses de production totales (ne comprenant pas le combustible et l'achat d'électricité), normalisées en fonction de l'énergie totale du réseau. La preuve d'Énergie NB montre le calcul des tarifs proposés.
- [170] Énergie NB indique que tous les clients actuels d'énergie interruptible et excédentaire ont choisi d'être facturés aux tarifs horaires proposés à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2024. Aucun intervenant ne s'est opposé à cette refonte des tarifs.
- [171] Les propositions sont conformes aux objectifs de la Commission en matière de conception tarifaire. Les tarifs horaires reflètent de manière raisonnable le coût différentiel de fournir de l'énergie aux clients d'énergie interruptible et excédentaire et améliorent les signaux de prix. Les additionneurs proposés pour l'offre standard et l'offre avec transmission non

ferme d'Énergie NB contribuent de manière raisonnable aux coûts fixes d'Énergie NB et reconnaissent que, contrairement à la planification en matière de transport, la planification en matière de production d'Énergie NB ne tient pas compte des charges interruptibles et excédentaires.

- [172] Pour ces motifs, la Commission approuve les tarifs horaires d'énergie interruptible et excédentaire d'Énergie NB aux montants croissants de +1,125 ¢/kWh pour l'offre standard et de +0,902 ¢/kWh pour l'offre avec transmission non ferme, ainsi que la méthode de tarification des additionneurs proposée.
- [173] La Commission approuve également les propositions connexes d'Énergie NB visant à interpréter l'expression « autres engagements d'alimentation garantie » de la définition de « coût différentiel » de la page 63 du manuel des barèmes de tarification et des politiques déposé par Énergie NB le 13 avril 2026 afin qu'elle désigne toutes les ventes fermes d'une durée d'au moins six mois; à prolonger la période de préavis standard à 36 mois et à permettre la commutation de charge à court préavis par exception, s'il est démontré qu'elle est avantageuse pour d'autres contribuables; et à réviser le libellé du manuel des barèmes de tarification et des politiques de sorte qu'il tienne compte de ces approbations, y compris le calendrier de fixation des prix, et qu'il précise l'obligation des clients de prévoir une réduction matérielle de la charge.
- [174] La Commission reconnaît la position d'Énergie NB selon laquelle le remplacement des tarifs de pointe et hors pointe par des tarifs horaires ne requiert pas d'approbation parce que le manuel des barèmes de tarification et des politiques fait référence au « coût différentiel » et ne prescrit ni n'interdit la tarification horaire. Cependant, selon la Commission, le changement a une incidence sur les tarifs et l'ensemble des contribuables. La Commission s'attend à ce qu'Énergie NB soit consciente de la nécessité de consulter la Commission avant de mettre en œuvre des changements tarifaires.

## **8 Les politiques financières et en matière de gestion du risque sont approuvées**

- [175] Les opérations de la Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick sont régies par les politiques relatives à la gestion du risque financier approuvées par la Commission. Énergie NB demande l'approbation de ses révisions apportées à l'une de ces politiques, la politique CCENB-6 sur les risques liés aux certificats d'énergie renouvelable (CER).
- [176] L'objectif de la politique est de gérer les expositions prévues de la Corporation de commercialisation de l'énergie du Nouveau-Brunswick aux prix des CER. En 2024, Énergie NB a repoussé la date associée aux obligations minimales liées à la couverture du

1<sup>er</sup> janvier au 15 avril afin de refléter les dates réelles d'admission aux CER et leur émission.

[177] Pour cette raison, la Commission approuve la politique révisée présentée à la pièce NBP1.91.

## **9 Les exigences minimales de dépôt sont modifiées**

[178] Énergie NB dépose de nombreuses preuves avec sa demande générale de tarifs pour satisfaire aux exigences minimales de dépôt de la Commission. La Commission a défini ces exigences afin que le processus réglementaire soit efficace et efficient.

[179] Énergie NB demande à la Commission d'approuver la suppression ou la modification de certaines exigences minimales de dépôt. À l'exception de celles visant les exigences minimales de dépôt 37, 48 et 79, la Commission juge que les modifications amélioreront l'efficacité et l'efficience du processus réglementaire pour les motifs évoqués par Énergie NB dans la pièce NBP1.22.

[180] La Commission rejette la demande d'Énergie NB visant à supprimer l'exigence minimale de dépôt 37. L'exigence minimale de dépôt 37 oblige Énergie NB à fournir une vue du coût unitaire de la ventilation des dépenses liées aux combustibles et à l'achat d'énergie et des écarts demandés par l'exigence minimale de dépôt 35. La Commission n'est pas d'accord avec Énergie NB, qui décrit cet exercice complet de données comme étant trompeur. Les données apportent une valeur probante au dossier, bien qu'elles ne tiennent pas précisément compte de la saisonnalité des prix, puisqu'elles présentent le prix annuel moyen et peuvent facilement être comparées au prix moyen que les clients paient pour leur énergie.. Si elle le souhaite, Énergie NB peut étoffer cette exigence minimale de dépôt avec des données supplémentaires illustrant la saisonnalité de la tarification.

[181] La Commission rejette la demande d'Énergie NB visant à modifier l'exigence minimale de dépôt 79. L'exigence minimale de dépôt 79 oblige Énergie NB à fournir, pour toutes les catégories de clients, un tableau comparant les prévisions d'énergie, de chiffre d'affaires énergétique et de tarif unitaire pour l'exercice de référence aux chiffres d'affaires de l'exercice en cours et des exercices passés. Énergie NB a demandé à la Commission de supprimer l'exigence liée au tarif unitaire ainsi que les comparaisons au motif que ces renseignements sont redondants et inutiles. La Commission n'est pas d'accord. Comme pour l'exigence minimale de dépôt 37, le taux unitaire annuel présenté dans l'exigence minimale de dépôt 79 fournit un contexte aux clients qui comparent leurs taux moyens à ceux d'autres catégories de clients ainsi qu'aux coûts moyens.

- [182] La Commission approuve la demande d'Énergie NB visant à modifier l'exigence minimale de dépôt 48 en supprimant la catégorie 4 « coûts d'EEA du réseau efficace » et à renuméroter les éléments restants en conséquence, mais elle rejette la demande visant à supprimer la catégorie 5 « coûts d'EEA de la gestion de la demande ». L'exigence minimale de dépôt 48 oblige Énergie NB à fournir un tableau comparant les prévisions de coûts d'EEA pour l'exercice de référence aux coûts d'EEA de l'exercice en cours et des exercices passés. Les coûts doivent être divisés en fonction de différentes catégories : production, CNPL, transport, réseau efficace, gestion de la demande, distribution et commercialisation d'Énergie NB. Énergie NB a demandé de supprimer les catégories « réseau efficace » et « gestion de la demande ». La Commission reconnaît que la séparation des coûts d'EEA du réseau efficace n'apporte plus de valeur. Elle voit cependant l'intérêt de séparer les coûts d'EEA de la gestion de la demande, car elle doit tenir compte d'exigences réglementaires propres à ces coûts dans son évaluation des besoins en revenus.
- [183] La Commission approuve les modifications proposées concernant toutes les autres exigences minimales de dépôt pour les motifs présentés par Énergie NB dans la pièce NBP1.22.
- [184] Afin de mieux évaluer l'incidence de la conception tarifaire, la Commission ordonne à Énergie NB de présenter dans ses prochaines demandes générales de tarifs, à titre d'exigence minimale de dépôt, un portrait global de l'incidence des tarifs demandés ainsi que de tous les autres frais, y compris l'avenant tarifaire réglementaire, sur la facture d'un client résidentiel type.

**10 La Commission rejette la demande d'Énergie NB visant à ajouter un avenant tarifaire à la facture des clients**

- [185] La Commission oblige Énergie NB à déposer ses demandes de tarification annuelles au plus tard le premier mercredi d'octobre afin de disposer de suffisamment de temps pour mener des audiences sur les tarifs au début du mois de février. Cette période fixe dans le calendrier réglementaire de la Commission facilite la mise en place des tarifs au 1<sup>er</sup> avril, le premier jour de l'exercice financier d'Énergie NB. La mise en place de nouveaux tarifs au 1<sup>er</sup> avril est importante pour la conformité à la *Loi sur l'électricité* et parce qu'Énergie NB présente des besoins en revenus d'un exercice complet en appui à sa demande.
- [186] Énergie NB a déposé sa demande le 1<sup>er</sup> octobre 2025, mais l'audience publique s'est tenue plus tard qu'à l'habitude, entre le 9 et le 20 mars 2026. Ce retard a augmenté considérablement la probabilité que les augmentations de tarif approuvées ne soient pas

mis en place au 1<sup>er</sup> avril. Les tarifs approuvés ont finalement été mis en place le 14 avril 2026, ce qui a entraîné un manque à gagner pour Énergie NB comparativement aux revenus qu'elle aurait générés si les augmentations de tarifs avaient été appliquées le 1<sup>er</sup> avril.

- [187] Les manques à gagner de ce genre sont généralement récupérés au moyen d'une ordonnance provisoire concernant des tarifs, une exception reconnue à l'interdiction générale de la tarification rétroactive. Énergie NB a déposé une requête sollicitant une ordonnance provisoire concernant les tarifs, mais la Commission l'a rejetée au motif que le retard réglementaire a été causé par des facteurs qui relevaient d'Énergie NB ou qu'elle aurait pu raisonnablement anticiper. La Commission a aussi rejeté, en raison d'un manque de preuves, la demande d'Énergie NB sollicitant la mise en place d'un avenant tarifaire pour recouvrer le manque à gagner d'ici la fin de l'exercice 2027. À la clôture de cette instance, Énergie NB a demandé de nouveau à la Commission de mettre en place un avenant tarifaire.
- [188] Un avenant tarifaire est un crédit ou des frais appliqués à la facture d'un client pour une période donnée en plus des tarifs approuvés par la Commission. Habituellement, l'objectif réglementaire d'un avenant tarifaire est de permettre à l'entreprise de service public de récupérer la différence entre ses coûts réels et ses coûts prévus pour une période donnée. Me Furey a affirmé que le recouvrement du manque à gagner au moyen d'un avenant tarifaire respecterait les principes réglementaires, car il permettrait à Énergie NB de récupérer l'intégralité de ses besoins en revenus sans incidence aucune sur les tarifs au-delà de l'exercice 2027.
- [189] La Commission rejette la demande d'Énergie NB, car la mise en place d'un avenant tarifaire constituerait une tarification rétroactive et protégerait Énergie NB des conséquences de la décision de la Commission rejetant sa requête d'ordonnance provisoire concernant les tarifs. La Commission s'appuie sur la décision de la Cour d'appel du Nouveau-Brunswick dans l'arrêt *Enbridge Gas New Brunswick Limited Partnership c. Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick* et autres, 2015 NBCA 65 (CanLII), qui a confirmé que la Commission n'est pas obligée de donner à une entreprise de service public la chance de recouvrer des dépenses engagées antérieurement qui n'ont pas été récupérées par les tarifs établis pour une période passée.

## **11 Conclusion, ordonnances et directives**

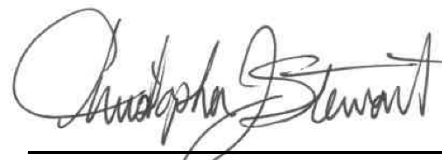
- [190] Conformément à la décision de la Commission du 1<sup>er</sup> avril 2026, Énergie NB a redéposé son budget en y incorporant les besoins en revenus approuvés par la Commission pour

l'exercice de référence, ainsi qu'une étude révisée du coût des services, une preuve révisée des revenus et les tarifs qui en découlent. Ce dépôt de conformité indiquait des besoins en revenus de 2,7333 M\$ pour l'exercice 2027 ainsi qu'une augmentation des tarifs de 4,29 % appliquée de façon uniforme aux différentes catégories de clients.

- [191] En vertu de l'ordonnance du 13 avril 2026, la Commission a conclu que les tarifs décrits dans le dépôt de conformité d'Énergie NB, à l'exclusion de tout avenant tarifaire, sont justes et raisonnables et a ordonné l'entrée en vigueur des tarifs le 14 avril 2026, à l'exception des frais de non-participation à l'IMA, qui doivent entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2026.
- [192] La Commission émet les ordonnances et les directives suivantes à l'intention d'Énergie NB :
- [193] La Commission demande à Énergie NB de tenir compte des hypothèses présentées au paragraphe [66] dans le calcul du crédit au titre des postes vacants dans sa prochaine demande générale de tarifs (partie 5.2.3.2).
- [194] Pour la prochaine demande générale de tarifs, la Commission ordonne à Énergie NB d'inclure, dans ses prévisions de crédit pour l'amélioration continue pour l'exercice se terminant en 2028, les nouvelles économies ainsi que les économies récurrentes réalisées à partir du 1<sup>er</sup> avril 2024 et de déposer une proposition visant à redéfinir la base de référence du crédit pour l'amélioration continue et à établir une période continue raisonnable, s'étalant sur plusieurs années, afin de pérenniser les économies réalisées au titre de ce crédit (partie 5.2.4).
- [195] La Commission ordonne à Énergie NB de respecter sa directive précédente de tenir compte du crédit pour l'amélioration continue et de futurs crédits semblables dans ses budgets, et ce, d'une façon qui montre les besoins en revenus et les avantages liés aux comptes d'écart réglementaires (partie 5.2.4).
- [196] Énergie NB s'est déjà engagée à déposer un rapport annuel démontrant le coût lié à la prestation de services aux clients dotés d'un compteur non standard, et la Commission lui ordonne de le faire. Comme Utilities Municipal l'a demandé et dans la mesure où le rapport ne le fait pas, la Commission ordonne également à Énergie NB d'évaluer les coûts complets de main-d'œuvre ainsi que les coûts liés à l'équipement et aux véhicules associés à ce service, et de présenter les résultats de cette évaluation dans sa prochaine demande générale de tarifs (partie 7.4).

[197] La Commission ordonne à Énergie NB de présenter dans ses prochaines demandes générales de tarifs, à titre d'exigence minimale de dépôt, un portrait global de l'incidence des tarifs demandés ainsi que de tous les autres frais, y compris l'avenant tarifaire réglementaire, sur la facture d'un client résidentiel type (partie 9).

Fait à Saint John, au Nouveau-Brunswick, ce 26<sup>e</sup> jour d'août 2026.



---

Christopher J. Stewart  
Président



---

Heather Black  
Membre



---

Michael Pickup  
Membre

**ANNEXE A**

| <b>Participant</b> | <b>Témoins</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Énergie NB         | <p>Darren Murphy, vice-président principal des grands projets</p> <p>Justin Urquhart, dirigeant principal des finances</p> <p>Diane Fraser, directrice, Gouvernance des investissements</p> <p>Jordan Drillen, gestionnaire, Planification financière</p> <p>Vicki Hachey, conseillère principale en ressources humaines, Planification de la main-d'œuvre et conception organisationnelle</p> <p>Sue Moore, directrice générale, Planification stratégique et transformation</p> <p>Andrew Ottens, gestionnaire, Architecture d'entreprise</p> <p>Gillian Ash Richard, analyste technique principale, Planification d'entreprise</p> <p>Craig Church, modélisateur d'entreprise principal</p> <p>Ted Leopkey, gestionnaire, Gestion de la demande</p> <p>Jeff Good, directeur, Gestion du risque et de la trésorerie</p> <p>Janice Hicks-Gesner, directrice, Rapports financiers</p> <p>Abby Davidson, gestionnaire, Rapports financiers</p> <p>François Bolduc, directeur, Opérations financières</p> <p>Phil Landry, vice-président, Exploitation (par intérim)</p> <p>Jason Nouwens, directeur, Affaires réglementaires et externes (CNPL)</p> <p>Katie Bacon, directrice, Planification des affaires et rapports (CNPL)</p> <p>Veronique Stevenson, gestionnaire, Modernisation des tarifs</p> |

|                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|--------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                      | <p>David Urquhart, directeur, Produits et services</p> <p>Gord Perry, gestionnaire principal, Service à la clientèle</p> <p>Larry Kennedy, vice-président principal, Concentric Advisors, ULC, a été déclaré apte à donner un avis d'expert dans les domaines des études d'amortissement et d'évaluation pour les services publics de gaz et d'électricité.</p> <p>Jeff Turner, directeur, Dunsky Energy + Climate Advisors, a été déclaré apte à donner un avis d'expert dans le domaine de la recharge des véhicules électriques, y compris des plans d'activités, des stratégies de tarification et de la conception tarifaire liée à l'électricité connexes.</p> |
| Saint John Human Development Council | <p>Liam Fisher, analyste de données, Saint John Human Development Council</p> <p>Heather Atcheson, chercheuse en sciences sociales, Saint John Human Development Council</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Intervenant public                   | <p>Dustin Madsen, président d'Emrydia Consulting Corporation, a été déclaré apte à donner un avis d'expert dans les domaines de la comptabilité réglementaire et des finances pour les services publics, de la réglementation des tarifs et des comptes de report et d'écart, des questions comptables liées aux besoins en revenus et des charges d'amortissement.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |