



NEW BRUNSWICK
ENERGY & UTILITIES BOARD

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

DÉCISION

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick conformément au paragraphe 107 de la *Loi sur l'électricité*, SNB 2013, ch. 7, pour l'approbation du projet d'immobilisations de rebobinage du générateur de la CNPL.

(Instance EL-001-2026)

Le 16 octobre 2026

Instance EL-001-2026 – Énergie NB - Projet d'immobilisations de rebobinage du générateur de la CNPL

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une demande de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick conformément au paragraphe 107 de la *Loi sur l'électricité*, SNB 2013, ch. 7, pour l'approbation du projet d'immobilisations de rebobinage du générateur de la CNPL.
(Instance EL-001-2026)

AUDIENCE PUBLIQUE : le 11 et 12 juin 2026

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

Président	Christopher J. Stewart
-----------	------------------------

Membre	John Logan
--------	------------

Membre	Michael Pickup
--------	----------------

PARTICIPANTS :

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick	John Furey
--	------------

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

PERSONNEL DE LA COMMISSION :	Abigail Herrington
-------------------------------------	--------------------

Table des matières

1	Introduction et conclusions sommaires	1
1.1	Aperçu	1
1.2	Sommaire du projet	2
1.3	Résumé des questions juridiques et conclusions	3
2	Processus d'audience et participation du public.....	4
3	Questions	4
4	Aperçu de l'article 107 et approbation rétroactive.....	5
5	Une condition réglementaire préalable a été satisfaite.....	6
6	La décision de réaliser le rebobinage était prudente.....	7
6.1	Critère de prudence	7
6.2	La décision de réaliser le rebobinage était prudente	8
6.3	La sélection de l'option 2 était prudente.....	9
7	La Commission exerce son pouvoir discrétionnaire pour donner un effet rétroactif à son approbation	13
7.1	Critère applicable à l'approbation rétroactive	13
7.2	Une approbation avec effet rétroactif est justifiée	14
7.2.1	Durée et raisons du retard.....	14
7.2.2	Projets facultatifs et nécessaires	15
7.2.3	Répercussions du retard	15
7.2.4	La bonne foi d'Énergie NB.....	16
7.2.5	Conclusion.....	17
8	Amortissement et compte de report	17
9	Conclusion, ordonnances et directives.....	18

1 Introduction et conclusions sommaires

1.1 Aperçu

- [1] Dans la présente instance, Énergie NB demande à la Commission d'approuver rétroactivement son projet d'immobilisations de rebobinage du générateur de la centrale nucléaire de Point Lepreau (le « projet de rebobinage ») en vertu du paragraphe 107(4) de la *Loi sur l'électricité* (la « Loi »). Énergie NB reconnaît correctement que le projet de rebobinage est un projet d'immobilisations au sens de l'article 107 de la Loi. Elle reconnaît également qu'elle était tenue d'obtenir l'approbation de la Commission pour le projet de rebobinage avant d'engager des dépenses supérieures à 10 % du coût immobilisé prévu. Enfin, Énergie NB reconnaît que malgré son obligation d'obtenir l'approbation de la Commission, elle a engagé plus de 10 % du coût prévu et a complété le projet de rebobinage avant de présenter sa demande à la Commission. La société demande donc à la Commission d'approuver rétroactivement le projet de rebobinage en vertu de l'alinéa 107(4)a). Énergie NB convient que l'approbation rétroactive relève du pouvoir discrétionnaire de la Commission.
- [2] Afin de prendre cette décision, la Commission doit déterminer :
- a) si le projet de rebobinage était prudent;
 - b) si Énergie NB a rempli l'une des deux conditions préalables réglementaires prévues au paragraphe 107(4) de la Loi;
 - c) si elle doit exercer son pouvoir discrétionnaire, si Énergie NB a rempli l'une de ces conditions, pour approuver rétroactivement le projet de rebobinage en vertu de l'alinéa 107(4)a) de la Loi.
- [3] Pour les raisons ci-dessous, la Commission approuve le projet de rebobinage avec effet rétroactif.
- [4] Puisque le projet de rebobinage est approuvé, la Commission doit également décider si elle doit approuver le compte de report demandé pour le recouvrement des coûts d'amortissement des exercices 2025-2026 et 2026-2027.
- [5] La Commission rejette la demande de compte de report pour les raisons ci-dessous.

1.2 Sommaire du projet

- [6] Essentiellement, le projet de rebobinage consistait à rebobiner le générateur principal, y compris le remplacement de 144 barres du stator de la centrale nucléaire de Point Lepreau (« CNPL »).

- [7] Le projet de rebobinage était nécessaire en raison d'une défaillance du générateur principal découverte par Énergie NB lors d'un arrêt d'entretien en 2024. Une analyse d'ingénierie a conclu que cette défaillance avait été causée par la présence d'une fuite dans diverses barres du stator, un composant du générateur principal. Énergie NB a été en mesure de remettre la CNPL en service grâce à une réparation temporaire. Toutefois, Énergie NB a conclu que la réparation temporaire était insuffisante et que toutes les barres du stator devaient être remplacées, ce qui a donné lieu au projet de rebobinage.

- [8] Avant d'aller de l'avant avec le projet de rebobinage, le personnel d'Énergie NB a élaboré quatre options de projet, présentées en vue d'une décision interne. Pour chaque option, le travail nécessaire pour compléter le rebobinage était le même; la seule différence entre les options de projet était le calendrier. Celui-ci, qui regroupe la planification et la durée des travaux, était le principal facteur de coût contribuant aux coûts liés à l'énergie de remplacement associés à chaque option. Les coûts liés à l'énergie de remplacement étaient les plus importants du projet de rebobinage. Par exemple, le coût immobilisé total du projet, c'est-à-dire du remplacement des barres du stator, s'élevait à environ 67 millions de dollars. Au moment où l'option retenue a été choisie, les coûts liés à l'énergie de remplacement étaient estimés à 324 millions de dollars sur deux ans (2025 et 2026).

- [9] Énergie NB a finalement choisi l'option qui complèterait le projet de rebobinage pour le mois d'août 2025. Cette option était la plus coûteuse des quatre, mais permettait de remettre la centrale en service avant l'hiver 2025 après avoir remplacé l'ensemble des barres du stator. Énergie NB a choisi de terminer le projet de rebobinage dès que possible en grande partie pour garantir la disponibilité de la CNPL durant l'hiver. La société voulait éviter de faire fonctionner le générateur principal pendant un deuxième hivers qui était seulement réparé de façon temporaire, ce qui aurait représenté un risque connu pour l'unité. Elle souhaitait également s'assurer que le projet de rebobinage serait terminé à temps pour que la CNPL soit en service pour l'hiver.

- [10] La CNPL a été remise en service le 29 novembre 2025. Le coût immobilisé total du projet de rebobinage était de 66,36 millions de dollars et les coûts liés à l'énergie de remplacement étaient de 156 millions de dollars pour 2025. Les coûts liés à l'énergie de remplacement pour 2026 ne sont pas encore connus.

1.3 Résumé des questions juridiques et conclusions

- [11] Dans le cadre d'une demande d'approbation d'un projet d'immobilisations en application de l'article 107 de la Loi, la Commission doit décider si le projet en question est prudent. La section 5 décrit l'analyse de la prudence du projet de rebobinage effectuée par la Commission. Celle-ci a fini par conclure que la décision de remplacer les barres du stator était prudente, tout comme l'option retenue pour le projet de rebobinage.
- [12] Cette demande cherche également à obtenir une approbation avec effet rétroactif. La Commission doit donc déterminer si Énergie NB satisfait aux conditions préalables d'une approbation rétroactive prévues au paragraphe 107(4). Sinon, la Commission n'a pas le pouvoir d'approuver le projet. L'analyse se trouve à la section 6. La Commission conclut qu'Énergie NB a satisfait aux conditions préalables énoncées à l'alinéa 107(4)a), ce qui signifie que le projet de rebobinage est admissible à une approbation rétroactive. La Commission est convaincue que la disponibilité que la CNPL pendant la saison hivernale était nécessaire à la fiabilité, à l'adéquation et à la sécurité du réseau électrique intégré.
- [13] Si ces conditions préalables sont remplies, la Commission doit décider si elle devrait exercer son pouvoir discrétionnaire pour approuver le projet avec effet rétroactif. Cette analyse se trouve à la section 7. Même si la Commission juge déraisonnable la décision d'Énergie NB de ne pas demander d'approbation préalable, elle conclut néanmoins que les circonstances jouent en faveur de l'utilisation de son pouvoir discrétionnaire pour approuver le projet avec effet rétroactif. Ces circonstances comprennent :
- a) le fait que le rebobinage en tant que tel (le remplacement des barres du stator) était manifestement nécessaire;
 - b) le fait que la décision principale portait uniquement sur le moment où aurait lieu le rebobinage;
 - c) l'importance de la CNPL sur la fiabilité globale du réseau électrique intégré, surtout en hiver;
 - d) le fait que les préoccupations au sujet des coûts sont rendues sans intérêt par le *Règlement sur les comptes d'écart réglementaires et le compte de report réglementaire – Loi sur l'électricité* (le « *Règlement sur les comptes d'écart* ») (expliqué ci-dessous).
- [14] Enfin, en plus de demander l'approbation du projet de rebobinage, Énergie NB demande à la Commission d'approuver l'établissement d'un compte de report pour le recouvrement

des coûts d'amortissement du projet de rebobinage des exercices financiers 2025-2026 et 2026-2027. Étant donné que la décision d'Énergie NB de ne pas demander l'approbation préalable du projet de rebobinage était déraisonnable, la Commission rejette la demande d'Énergie NB de recouvrer, au moyen d'un compte de report, les coûts d'amortissement engagés en 2025-2026 et 2026-2027 avant l'approbation du projet. Les motifs de cette décision se trouvent à la section 8.

- [15] Les conclusions, ordonnances et directives finales de la Commission se trouvent à la section 9.

2 Processus d'audience et participation du public

- [16] Aucun intervenant n'était présent lors de la présente procédure. Les parties se composaient d'Énergie NB, de l'intervenant public et du personnel de la Commission. La Commission a entendu les témoignages de témoins d'Énergie NB et les témoignages de trois témoins experts qualifiés.
- [17] L'audience s'est déroulée sur deux jours dans les locaux de la Commission. La Commission a entendu les arguments oraux d'Énergie NB et de l'intervenant public.

3 Questions

- [18] Comme il a été mentionné ci-dessus, Énergie NB reconnaît :
- a) que le projet de rebobinage est un projet d'immobilisations au sens de l'article 107 de la Loi;
 - b) qu'elle doit obtenir l'approbation de la Commission pour un projet avant d'engager des dépenses supérieures à 10 % du coût immobilisé prévu;
 - c) qu'elle n'a pas demandé cette approbation avant d'engager ces dépenses.
- [19] La Commission est d'accord avec Énergie NB sur chacun de ces points. Par conséquent, les questions qu'il reste à trancher dans la présente demande sont les suivantes :
- a) Le projet de rebobinage était-il prudent?
 - b) Les conditions réglementaires préalables pour l'approbation rétroactive ont-elles été satisfaites?

- c) La Commission devrait-elle exercer son pouvoir discrétionnaire pour donner son approbation avec effet rétroactif?
- d) La Commission devrait-elle approuver un compte de report pour permettre le recouvrement des coûts d'amortissement des exercices 2025-2026 et 2026-2027?

4 Aperçu de l'article 107 et approbation rétroactive

- [20] La présente demande d'approbation sollicite l'approbation d'un projet d'immobilisations de plus de 50 millions de dollars en application de l'article 107 de la Loi. La Loi interdit à Énergie NB d'engager des dépenses supérieures à 10 % du coût d'un projet d'immobilisations évalué à 50 millions de dollars avant que celui-ci soit approuvé par la Commission. Énergie NB a donc l'obligation réglementaire de demander l'approbation de la Commission pour tout projet d'immobilisations estimé à plus de 50 millions de dollars et de le faire *avant* d'engager des dépenses supérieures à 10 % des coûts. La Loi exige que la Commission approuve un projet d'immobilisations qu'elle juge prudent, compte tenu des facteurs énoncés au paragraphe 107(11).
- [21] La demande d'approbation d'un projet d'immobilisations en application de l'article 107 est donc un examen de prudence visant à déterminer si le projet peut aller de l'avant. Il ne s'agit pas d'un examen des coûts du projet visant à recouvrer les tarifs. La Commission doit néanmoins tenir compte du coût total du projet par rapport à celui d'autres options possibles pour le même travail dans son évaluation de la prudence du projet.
- [22] En l'espèce, l'examen de prudence est quelque peu brouillé par le fait qu'Énergie NB a mené à terme le projet de rebobinage avant de demander son approbation. Cependant, la Loi permet expressément les approbations rétroactives dans certaines situations.
- [23] L'article 107(4) permet à la Commission de donner, dans certaines circonstances, son approbation rétroactive à un projet qui n'a pas fait l'objet d'une demande d'approbation préalable. Plus précisément :

[...] la Commission peut donner un effet rétroactif à son approbation, si elle est convaincue que les dépenses engagées étaient nécessaires :

- a) afin d'assurer la fiabilité, l'adéquation ou la sécurité du réseau électrique intégré ou des installations de production ou du réseau de distribution de la Société;

b) afin d'atténuer le fardeau financier excessif de la Société et résultent de :

(i) circonstances échappant à son contrôle raisonnable, ayant agi conformément aux pratiques usuelles des services publics,

(ii) circonstances imprévisibles par la Société, ayant agi conformément aux pratiques usuelles des services publics.

[Nous soulignons]

- [24] Énergie NB s'appuie uniquement sur le paragraphe 107(4) dans la présente demande. Elle sollicite une approbation rétroactive au motif qu'elle devait assurer la fiabilité, l'adéquation ou la sécurité du réseau électrique intégré ou des installations de production ou du réseau de distribution de la Société.
- [25] Le pouvoir de donner un effet rétroactif à l'approbation est discrétionnaire.
- [26] L'exercice de ce pouvoir discrétionnaire doit être subordonné au respect de l'une des conditions énoncées à l'article 107(4). En l'espèce, si la Commission n'est pas convaincue que les dépenses ont été engagées pour assurer la fiabilité, l'adéquation ou la sécurité du réseau électrique intégré ou des installations de production ou du réseau de distribution d'Énergie NB, elle n'a pas la compétence pour donner un effet rétroactif à l'approbation.

5 Une condition réglementaire préalable a été satisfaite

- [27] La Commission estime qu'Énergie NB a démontré que le projet de rebobinage était nécessaire pour assurer la fiabilité, l'adéquation ou la sécurité du réseau électrique intégré.
- [28] La Commission accepte l'argument d'Énergie NB selon lequel la CNPL est nécessaire du point de vue de la suffisance des ressources, surtout pendant la saison hivernale. Pour appuyer sa position, Énergie NB a produit la preuve d'expert de M. T. Bruce Tsuchida, qui a été déclaré expert dans les domaines de la réglementation des services publics, ayant une expertise particulière de l'analyse de la suffisance des ressources et de l'expansion de la capacité, de la conception de marchés de gros d'électricité, y compris les marchés de la capacité, et de la répartition des coûts.
- [29] Selon la preuve de M. Tsuchida, la CNPL est une installation produisant une charge de base qui est essentielle pour répondre à la demande électrique actuelle du Nouveau-Brunswick. M. Tsuchida a conclu que si la CNPL n'était plus disponible, Énergie NB serait obligée

d'acquérir immédiatement une capacité de remplacement. M. Tsuchida a également conclu qu'il serait difficile de trouver de l'énergie de remplacement pour la CNPL et que la perte de la centrale mettrait en péril la capacité d'Énergie NB de maintenir la fiabilité du réseau.

- [30] Cette conclusion a aussi été soutenue par la preuve d'expert de Michael Zajmalowski, dont les services ont été retenus par l'intervenant public pour donner un avis d'expert dans le cadre de la demande. M. Zajmalowski a estimé que le projet de rebobinage représentait un équilibre raisonnable entre la fiabilité, le risque et les considérations de coût. La nécessité du projet de rebobinage du point de vue de la fiabilité n'a d'ailleurs pas été contestée par l'intervenant public dans ses soumissions. Le personnel de la Commission a demandé en contre-interrogatoire si l'éventuelle panne de la CNPL constituait une préoccupation économique ou financière plutôt qu'un enjeu de fiabilité, étant donné qu'Énergie NB pouvait acheter de l'énergie de remplacement.
- [31] Dans ses conclusions finales, l'avocat d'Énergie NB a affirmé qu'une panne à la CNPL n'était pas qu'un enjeu économique. La Commission est du même avis. La preuve établit, sur la prépondérance des probabilités, que la disponibilité de la CNPL est nécessaire pour assurer la fiabilité, l'adéquation ou la sécurité du réseau électrique intégré. Il ne s'agissait pas uniquement d'un enjeu économique, car la preuve a démontré qu'il aurait été difficile de trouver de l'énergie de remplacement. La Commission conclut donc que le projet de rebobinage était nécessaire à cette fin.
- [32] Puisque l'une des conditions réglementaires préalables est satisfaite, la Commission évaluera si le projet de rebobinage était prudent.

6 La décision de réaliser le rebobinage était prudente

6.1 Critère de prudence

- [33] Dans une demande d'application de l'article 107, il incombe à Énergie NB d'établir que le projet proposé générera probablement des avantages financiers nets positifs pour le service public et ses contribuables ou que le projet est nécessaire pour maintenir l'adéquation, la sécurité et la fiabilité du réseau électrique. Le paragraphe 107(11) énumère des facteurs dont la Commission doit tenir compte dans le cadre d'une telle demande, y compris tout autre facteur qu'elle estime pertinent.
- [34] La Commission jugera un projet prudent s'il fait partie des solutions qu'un service public raisonnable dans la position d'Énergie NB pourrait avoir sélectionnées sur la base des circonstances connues au moment où elle a décidé d'aller de l'avant avec le projet. Meme

s'il s'agit d'une demande d'approbation rétroactive, la règle interdisant le recul signifie que le critère ne doit pas être appliqué rétrospectivement de manière à bénéficier des connaissances actuelles. De plus, Énergie NB n'est pas tenue de démontrer nécessairement que le projet était l'unique solution raisonnable. La norme de prudence reconnaît que des gens raisonnables peuvent avoir des opinions divergentes.

- [35] Le critère n'en demeure pas moins rigoureux. Énergie NB doit démontrer que d'autres moyens plausibles d'atteindre les objectifs du projet proposé ont été adéquatement étudiés, rejetés et comparés à la solution retenue. La Commission tiendra compte de la rigueur et de la qualité des processus de planification, de gouvernance et d'approvisionnement d'Énergie NB, y compris de son respect de ses processus de gouvernance interne. La Commission tiendra évidemment aussi compte des facteurs énoncés au paragraphe 107(11).

6.2 La décision de réaliser le rebobinage était prudente

- [36] La Commission accepte l'argument d'Énergie NB selon lequel le projet de rebobinage était nécessaire du point de vue technique et du point de vue de la suffisance des ressources. Les facteurs liés à la suffisance des ressources qui ont été pris en compte sont résumés à la section 5 de la présente décision.
- [37] Le besoin technique du projet de rebobinage a été supporté par la preuve de M. Thompson. Il a été déclaré expert apte à témoigner à titre d'ingénieur spécialiste des centrales nucléaires, thermiques et hydroélectriques possédant une expertise dans les domaines de l'analyse scientifique des défaillances, de l'identification des causes profondes, des recommandations en matière de fonctionnement, de réparation et de remplacement, et de la gestion des programmes de gestion des actifs.
- [38] Énergie NB a effectué ce qu'elle appelle un « dépannage complexe », ce qui a permis de conclure que les barres du stator étaient en piètre état depuis leur installation initiale entre 2008 et 2012. Selon le témoignage de M. Thompson, corroboré par son rapport, il y avait un millimètre d'enveloppe sous pression sur les barres du stator alors qu'elles étaient conçues pour une enveloppe sous pression de dix millimètres. M. Thompson a également témoigné que le matériau de brasage était poreux et contenait des crevasses, ce qui a permis la formation de zones de corrosion. Selon lui, c'est « un miracle » que les barres du stator n'aient pas fait défaut plus tôt.
- [39] Une enquête a permis de révéler que six des 144 barres du stator fuyaient activement et que toutes les barres du stator souffraient de la même dégradation connue de l'enveloppe

sous pression. Les barres présentant des fuites ont été remplacées, et les barres restantes ont été traitées par application d'un produit appelé Loctite 290. Même si elle était confiante de l'efficacité du Loctite 290 pour réparer les fuites connues, Énergie NB ne disposait pas de l'expérience opérationnelle interne ou externe pour confirmer si ce produit pouvait être utilisé pour prévenir de nouvelles fuites. Par conséquent, même si Énergie NB a approuvé la remise en service de la CNPL, la société comprenait et croyait que cette remise en service était accompagnée d'un « risque connu ».

- [40] Énergie NB connaissait l'existence de ce risque, mais elle ignorait quelles étaient les chances que ce risque se matérialise.
- [41] La Commission convient que les probabilités de matérialisation du risque étaient inconnues, mais la preuve ne démontre pas clairement qu'Énergie NB a déployé tous les efforts pour comparer les risques associés aux différentes solutions. En contre-interrogatoire, M. Thompson a reconnu qu'on ne lui a pas demandé combien de temps, selon lui, la réparation temporaire serait efficace sans matérialisation du risque. Plus particulièrement, il a témoigné qu'on ne lui a pas demandé si la réparation temporaire serait efficace au-delà du mois d'août 2025. S'il avait été sécuritaire de laisser la réparation temporaire en place jusqu'au mois d'avril 2026, Énergie NB aurait pu sélectionner l'« option 3 » ou l'« option 4 » et économiser jusqu'à 158 millions de dollars. On a plutôt seulement demandé à M. Thompson de donner son avis sur l'option qu'Énergie NB avait déjà retenue, à savoir celle de terminer le projet de rebobinage en août 2025. L'absence d'une analyse complète à cet égard est une source de préoccupation pour la Commission qui est abordée dans la prochaine section.

6.3 La sélection de l'option 2 était prudente

- [42] Énergie NB a évalué quatre options pour le projet de rebobinage. Pour chaque option, le travail lié aux immobilisations était le même : remplacer les barres du stator et rebobiner le générateur. Comme indiqué ci-dessus, la seule différence entre les options du projet était liée au calendrier.
- [43] Cela dit, les décisions relatives au calendrier étaient importantes, car celui-ci constituait le principal facteur de coût contribuant aux coûts liés à l'énergie de remplacement associés au projet de rebobinage. Comme le présente le tableau ci-dessous, à la page 9 de la pièce NBP3.10, les coûts liés à l'énergie de remplacement étaient de deux à quatre fois plus élevés que le coût immobilisé du rebobinage du générateur lui-même :

Cost Profiles for Options Considered

	Option 1	Option 2	Option 3*	Option 4
Timing				
Outage 25	April 2025	August 2025	August 2025*	April 2026
Outage 26	April 2026	April 2026	April 2026	April 2026
Generator Rewind	Outage 25	Outage 25	Outage 26	Outage 26
Duration (days)				
Outage 25	150	150	35*	N/A
Outage 26	140	140	150	161
Costs (\$ million)				
Replacement Power	300	324	192	166
Outage	192	192	192	172
Generator Rewind	72	72	72	72
OMA			1	
Total Costs	\$564	\$588	\$457*	\$410
Delta	\$123	\$147	\$16*	\$(32)

* O25 Repeat generator testing that was completed in O24 – rewind contingency is carried (not considered in days or cost)

9

- [44] Au cours de l'audience, les témoins du personnel d'Énergie NB ont confirmé que ce tableau résumait le profil de coûts général de chaque option. La Commission reconnaît que ce tableau ne constituait pas l'unique information sur laquelle la sélection de l'option a été fondée.
- [45] Des options envisagées, l'option 2 est la plus coûteuse et celle retenue par Énergie NB. L'option 1 a été rejetée parce qu'Énergie NB n'était pas en mesure d'obtenir les pièces et l'expertise nécessaires pour mener le projet de rebobinage à bien avant le mois d'avril 2025. Le report du rebobinage à l'arrêt 2026 aurait, en date de cette présentation, entraîné des économies allant de 132 à 158 millions de dollars d'énergie de remplacement par rapport à l'option 2, même si les témoins ont toutefois indiqué que certains coûts supplémentaires associés à l'option 3 n'étaient pas inclus dans ce tableau. Les options 3 et 4 ont été rejetées au motif qu'elles ne permettraient pas d'effectuer un rebobinage complet et de remettre la CNPL en service avant le mois d'août 2025.
- [46] Selon la preuve d'Énergie NB, l'option 2 a été retenue parce qu'elle offrait les délais réalistes les plus rapides pour mener le projet de rebobinage à terme. On avait conclu qu'il était important, dans la mesure du possible, de terminer le projet avant l'hiver suivant.
- [47] Même si la Commission juge finalement prudente la décision d'Énergie NB d'accorder la priorité à la remise en service de la CNPL avant l'hiver 2025, elle est préoccupée par la rigueur avec laquelle chaque option a été évaluée. Elle est particulièrement préoccupée par le fait que, selon le témoignage de M. Thompson, personne ne lui a demandé si la réparation temporaire aurait tenu au-delà du mois d'août 2025. Si Énergie NB avait été en mesure de faire fonctionner la CNPL de manière fiable et sécuritaire au cours de

Instance EL-001-2026 – Énergie NB - Projet d'immobilisations de rebobinage du générateur de la CNPL

l'hiver 2025 et jusqu'au printemps 2026, et ainsi d'économiser jusqu'à 158 millions de dollars, il n'est pas certain que l'option 2 aurait été une option prudente compte tenu des coûts supplémentaires prévus. Le fait qu'Énergie NB n'a pas demandé à M. Thompson, son propre expert, si cela était possible démontre un manque de rigueur dans son processus décisionnel.

- [48] La Commission est d'autant plus préoccupée par l'affirmation de M. Thompson selon laquelle son collègue, le coauteur de son rapport, n'était pas d'avis qu'il y avait un risque réel de défaillance catastrophique du générateur. M. Thompson a également déclaré que la remise en service de l'unité à la suite de la réparation temporaire représentait un très faible risque économique et de sécurité. Lorsqu'on lui a demandé s'il avait fourni un avis ou une analyse sur le caractère sécuritaire de la réparation temporaire sur un horizon supplémentaire de huit mois (c'est-à-dire jusqu'en avril 2026), M. Thompson a répondu que personne ne lui avait demandé de le faire.
- [49] En s'abstenant d'obtenir un avis d'expert sur la question névralgique de la durée de vie de la réparation temporaire, Énergie NB a privé la Commission de la capacité d'évaluer convenablement si l'option retenue était prudente par rapport aux autres. Bien que la Commission convienne que la remise en service de la CNPL après un rebobinage complet avant une deuxième saison hivernale était un élément légitime pris en considération dans la planification du projet de rebobinage, elle n'estime pas que cette option aurait été acceptable à tout prix. Énergie NB a déclaré avoir envisagé les options 3 et 4, mais la façon dont ces options ont été évaluées n'est pas claire. En effet, la Commission a l'impression que le calendrier de projet a été le seul critère évalué dans la prise de décision. La Commission s'attend à une analyse plus rigoureuse des options de projet. Dans de nombreuses situations, une telle analyse devrait comprendre, entre autres, un processus de notation normalisé, une évaluation formelle des risques et, si l'avis d'un expert est indiqué, un avis portant sur toutes les options plutôt qu'une évaluation unique de l'option privilégiée par Énergie NB visant à confirmer son caractère acceptable.
- [50] La Commission juge qu'il incombait particulièrement à Énergie NB de faire preuve de rigueur dans son processus décisionnel dans cette affaire pour deux raisons. La première est qu'Énergie NB avait déjà décidé en avril 2025 qu'elle ne demanderait pas l'approbation préalable du projet auprès de la Commission. La seconde est qu'Énergie NB savait, ou aurait dû savoir, que le *Règlement sur les comptes d'écart* assurerait le recouvrement complet de ses coûts liés à l'énergie de remplacement, peu importe la décision de la Commission. En attendant que le projet de rebobinage soit terminé et que les coûts liés à l'énergie de remplacement soient déjà engagés avant de demander l'approbation de la Commission,

Instance EL-001-2026 – Énergie NB - Projet d'immobilisations de rebobinage du générateur de la CNPL

Énergie NB a privé cette dernière de la capacité à réellement évaluer la prudence de l'option retenue, potentiellement au détriment des contribuables. Si Énergie NB avait demandé une approbation préalable, la Commission et les contribuables auraient au moins eu la chance de possiblement éviter d'imprudents coûts liés à l'énergie de remplacement.

- [51] Cependant, la Commission doit évaluer la prudence du projet de rebobinage selon les éléments de preuve disponibles à l'heure actuelle et selon le cadre réglementaire fourni par la Loi et ses règlements. De manière générale, la Commission ne peut pas conclure, en fonction de la preuve qui lui a été présentée, que la sélection de l'option 2 était imprudente.
- [52] La Commission juge que les preuves d'Énergie NB et de M. Thompson sont suffisantes pour la convaincre que la décision d'aller de l'avant de façon accélérée au moyen de l'option 2 était prudente.
- [53] Premièrement, Énergie NB a réalisé une analyse interne des risques liés aux options selon le principe général que plus la réparation temporaire serait en place longtemps, plus le risque de dommages au générateur augmenterait. Ce concept est appelé le « temps d'exposition au risque ». M^{me} Lennox a maintenu dans son témoignage que l'option 2 était considérée comme étant la plus prudente parce qu'elle générerait le moins de temps d'exposition au risque (après l'option 1, qui a été rejetée parce qu'elle n'était pas possible). M^{me} Lennox a également maintenu pendant son témoignage que le risque auquel la réparation temporaire exposait le générateur ne pouvait pas être quantifié plus précisément que par ce principe général.
- [54] Même si ce principe ne concorde pas tout à fait avec les conclusions du rapport de M. Thompson selon lesquelles le risque global associé à la réparation temporaire était très faible et qu'il n'y avait pas de risque réel de défaillance catastrophique du générateur, la Commission accepte comme principe général que le temps d'exposition au risque accru de l'unité jouait en faveur de l'option 2, car le temps d'exposition au risque associé à celle-ci était plus court que celui associé aux options 3 et 4.
- [55] Deuxièmement, le témoignage de M. Thompson a appuyé l'achèvement rapide du rebobinage. M. Thompson a indiqué avoir recommandé de remplacer les barres du stator le plus rapidement possible même si on ne lui a pas demandé pendant combien de temps, selon lui, elles pouvaient rester en activité de manière sécuritaire. La Commission reconnaît que le remplacement des barres du stator était d'une certaine urgence dans les circonstances, car, comme l'a mentionné M. Thompson, il ne s'agissait pas d'une situation où seule une barre du stator, voire quelques-unes, était compromise. En l'espèce,

l'ensemble complet des barres du stator était apparemment compromis par un défaut de fabrication.

- [56] La Commission estime que ces circonstances soutiennent la décision d'Énergie NB d'aller de l'avant avec l'option 2, car celle-ci permettait d'effectuer le rebobinage complet le plus tôt possible et, par conséquent, de réduire au minimum la période pendant laquelle le générateur demeurerait exposé à un risque.
- [57] À la lumière du témoignage incontesté de M^{me} Lennox selon lequel il était impossible de quantifier le risque précis auquel l'unité était exposée ainsi que de la recommandation générale de M. Thompson de remplacer dès que possible les barres du stator, la Commission convient que l'option 2 était raisonnable selon l'information dont disposait Énergie NB à ce moment.
- [58] La Commission attend d'Énergie NB qu'elle présente, dans ses futures demandes de projets d'immobilisations, des éléments de preuve démontrant qu'elle a sérieusement envisagé toutes les options du projet et non seulement celle qu'elle privilégie.
- [59] En conclusion, la Commission juge prudents le projet de rebobinage et la sélection de l'option 2.

7 La Commission exerce son pouvoir discrétionnaire pour donner un effet rétroactif à son approbation

7.1 Critère applicable à l'approbation rétroactive

- [60] La présente demande donne l'occasion à la Commission d'apporter des précisions sur le critère applicable à l'approbation rétroactive des projets d'immobilisations qui aideront à la prise de décision future.
- [61] La Commission ne considère pas qu'il soit approprié d'énumérer tous les facteurs à prendre en compte. Chaque projet d'immobilisation sera différent, donc chaque demande d'approbation devra être évaluée sur les faits de l'affaire en question. La Commission considère toutefois que les facteurs suivants peuvent être pertinents :
 - a) la durée du retard;
 - b) les raisons du retard, y compris si celui-ci a été causé par des facteurs relevant de la volonté d'Énergie NB;

- c) le caractère « facultatif » ou nécessaire du projet pour assurer la fiabilité, l'adéquation ou la sécurité du réseau électrique intégré;
- d) les répercussions du retard ou de l'éventuelle approbation rétroactive sur les contribuables;
- e) la bonne foi de la demanderesse en décidant de ne pas demander l'approbation préalable de la Commission.

7.2 Une approbation avec effet rétroactif est justifiée

7.2.1 Durée et raisons du retard

- [62] Dans cette instance, la durée du retard du dépôt de la demande d'approbation auprès de la Commission était d'au moins neuf mois. Le 22 avril 2025, Énergie NB a écrit à la Commission pour l'informer de sa décision de demander l'approbation rétroactive du projet de rebobinage plutôt qu'une approbation préalable. Au plus tard à cette date, Énergie NB avait confirmé la nécessité du projet de rebobinage et le fait qu'elle devait obtenir l'approbation de la Commission aux termes de l'article 107. La société n'a demandé l'approbation de la Commission que le 22 janvier 2026.
- [63] Selon Énergie NB, le retard a été causé par un manque de personnel et par les répercussions potentielles sur sa relation avec un partenaire d'affaires tiers. Lors de l'audience, Énergie NB a maintenu que même si les deux raisons avaient été évoquées comme facteurs, le facteur déterminant était le manque de personnel. Le témoignage de M. Nouwens était clair et conséquent à ce sujet.
- [64] La Commission juge que des demandes concurrentes sur le personnel travaillant à la fois sur une demande d'approbation et le projet pour lequel l'approbation est requise ne constituent pas une raison suffisante pour retarder le dépôt de la demande, sauf dans des circonstances très particulières. Un tel recoupement établirait un seuil trop faible pour l'approbation rétroactive. De nombreux projets d'immobilisations nécessitant l'approbation de la Commission présenteront un recoupement important entre le personnel nécessaire à l'avancement du projet d'immobilisations et celui requis pour apporter du soutien technique à la préparation de la demande.
- [65] Énergie NB a repéré la défaillance du générateur pour la première fois en juin 2024. Elle a reçu la première évaluation de Kinectrics en septembre 2024. En date du 22 avril 2025, elle avait assemblé son équipe de dépannage complexe, signé son contrat d'approvisionnement en barres de stator et terminé son processus décisionnel en matière d'ingénierie et d'exploitation. Énergie NB a tout de même décidé d'informer la Commission

Instance EL-001-2026 – Énergie NB - Projet d'immobilisations de rebobinage du générateur de la CNPL

de son intention de ne pas demander d'approbation préalable et lui a demandé d'approuver le projet neuf mois plus tard.

- [66] La Commission se serait attendue à ce qu'au cours des 19 mois séparant les mois de juin 2024 et janvier 2026, Énergie NB parvienne à acquitter ses obligations liées à l'approvisionnement fiable en électricité et son obligation réglementaire de demander l'approbation de la Commission pour ses projets en immobilisations évalués à plus de 50 millions de dollars. Énergie NB est généralement tenue de gérer ses activités de manière à respecter ses obligations réglementaires.
- [67] De manière générale, la durée du retard et ses raisons peu convaincantes ne jouent pas en faveur de l'approbation rétroactive.

7.2.2 Projets facultatifs et nécessaires

- [68] Toutefois, ce projet n'était pas facultatif. La Commission convient que le projet de rebobinage était requis pour assurer la fiabilité, l'adéquation ou la sécurité du réseau électrique intégré. Elle convient également que le projet était nécessaire d'un point de vue technique, c'est-à-dire qu'il était une réponse adéquate sur le plan technique à une défectuosité du générateur.
- [69] La Commission juge que des arguments convaincants démontreraient que le projet de rebobinage était nécessaire selon l'information dont disposait Énergie NB à l'époque.
- [70] Ces conclusions jouent en faveur de l'approbation rétroactive.

7.2.3 Répercussions du retard

- [71] Ce projet a une interaction avec le *Règlement sur les comptes d'écart*. Celui-ci assure le recouvrement de tout écart entre les coûts prévus de combustible et d'achat d'électricité et les coûts réels de combustible et d'achat d'électricité, ce qui signifie que le recouvrement des coûts liés à l'énergie de remplacement associés au projet de rebobinage a toujours été garanti.
- [72] L'effet du *Règlement sur les comptes d'écart* dans le contexte de la présente demande est important. Les coûts liés à l'énergie de remplacement constituaient la principale différence de coûts entre les options de projet envisagées par Énergie NB. Le *Règlement sur les comptes d'écart* prive donc la Commission du pouvoir de refuser tout coût lié à l'énergie de remplacement qu'elle pourrait avoir jugé imprudent. Même si la Commission est en fin de compte satisfaite du caractère prudent de l'option retenue, l'effet du *Règlement sur les*

Instance EL-001-2026 – Énergie NB - Projet d'immobilisations de rebobinage du générateur de la CNPL

comptes d'écart a accentué la gravité de la décision d'Énergie NB de ne pas demander l'approbation préalable de la Commission pour ce projet.

- [73] Rien ne suggère que le retard a eu des répercussions sur le coût immobilisé total du projet de rebobinage, qui a été mené en deçà du budget prévu. Toutefois, le report de la demande d'approbation de la Commission a eu comme effet négatif de priver les contribuables de la possibilité d'éviter des coûts supplémentaires liés à l'énergie de remplacement, qui deviennent garantis, en vertu du *Règlement sur les comptes d'écart*, lorsqu'ils sont engagés par Énergie NB.
- [74] Au moment où Énergie NB a demandé l'approbation de la Commission, la société avait déjà engagé les coûts significatifs liés à l'énergie de remplacement. Ces coûts étaient estimés à 324 millions de dollars et se sont élevés à 156 millions de dollars en 2025. Les coûts pour 2026 sont encore inconnus.
- [75] Si Énergie NB avait demandé à l'avance l'approbation de la Commission, et si cette dernière avait déterminé que l'option 2 n'était pas prudente et qu'une autre option devait être choisie, les coûts supplémentaires liés à l'énergie de remplacement associés à l'option 2 comparés aux autres options.
- [76] En raison du *Règlement sur les comptes d'écart*, la décision de demander une approbation rétroactive avait le potentiel d'entraîner des répercussions négatives sur les contribuables. La Commission a néanmoins conclu que l'option 2 était prudente et reconnaît que ces potentielles répercussions négatives ne se sont pas concrétisées.
- [77] De manière générale, ce facteur ne joue pas en faveur de l'approbation rétroactive.

7.2.4 La bonne foi d'Énergie NB

- [78] Dans ses conclusions finales, l'avocat d'Énergie NB a indiqué que le fait que la société de service public a agi de bonne foi était un facteur à prendre en considération dans la décision de donner une approbation rétroactive. La Commission est du même avis.
- [79] Aucun élément de preuve au dossier ne laisse penser qu'Énergie NB n'a pas agi de bonne foi en décidant de retarder sa demande d'approbation pour le projet de rebobinage. Même si la Commission ne juge pas que les problèmes de personnel constituent une raison suffisante pour retarder la demande d'approbation, elle accepte que la société de service public ait agi de bonne foi et conformément à la conviction réelle qu'elle ne pouvait pas, de manière réaliste, réaliser le projet de rebobinage et le dépôt réglementaire à temps pour demander une approbation avant la fin du projet.

- [80] Ce facteur joue en faveur de l'approbation rétroactive.

7.2.5 Conclusion

- [81] La nécessité du projet de rebobinage était claire et le calendrier retenu était une option prudente. La Commission convient qu'il y avait de bonnes raisons d'aller de l'avant avec le projet plus tôt que tard afin qu'il soit terminé avant l'hiver, mais elle est d'avis qu'Énergie NB aurait dû réaliser une analyse plus exhaustive.
- [82] De manière générale, la Commission décide d'exercer son pouvoir discrétionnaire pour donner rétroactivement son approbation. Le projet de rebobinage est donc approuvé avec effet rétroactif.

8 Amortissement et compte de report

- [83] Dans le cadre de sa demande modifiée, Énergie NB demande à la Commission d'approuver l'établissement d'un compte de report pour le rebobinage du générateur de la CNPL (le « compte de report ») pour un montant de 5 801 659,00 \$. Ce montant représente l'amortissement du projet de rebobinage pour les exercices financiers 2025-2026 et 2026-2027. Énergie NB ne recouvre pas actuellement ces montants, puisque le projet de rebobinage n'avait pas été approuvé au moment où la Commission a approuvé les tarifs pour ces exercices financiers. Il s'agit de la conséquence naturelle du fait qu'Énergie NB n'a pas demandé l'approbation de la Commission plus tôt.
- [84] L'article 117.5 de la Loi donne le pouvoir à la Commission de permettre l'établissement d'un compte de report réglementaire pour recouvrer les coûts engagés avec prudence. L'approbation d'un compte de report réglementaire est laissée à la discrétion de la Commission.
- [85] La Commission refuse d'exercer son pouvoir discrétionnaire pour permettre la création d'un compte de report réglementaire afin de recouvrer les charges d'amortissement du projet de rebobinage pour les exercices financiers 2025-2026 et 2026-2027. Énergie NB n'a pas été en mesure de recouvrer ces charges au cours des exercices financiers où elles ont été engagées en raison de ses propres décisions quant au moment du dépôt de la présente demande.
- [86] La demande d'établissement d'un compte de report pour le rebobinage du générateur de la CNPL est refusée.

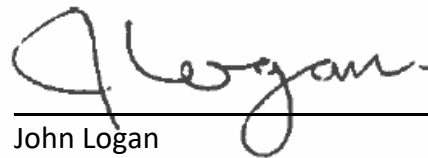
9 Conclusion, ordonnances et directives

- [87] Par conséquent, le projet de rebobinage est approuvé avec effet rétroactif et le compte de report demandé pour le rebobinage du générateur de la CNPL est refusé.

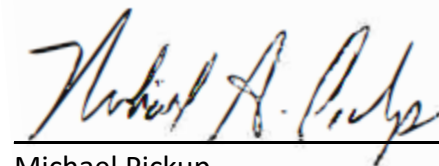
Fait à Saint John, au Nouveau-Brunswick, ce 16^e jour d'octobre 2026.



Christopher J. Stewart
Président



John Logan
Membre



Michael Pickup
Membre