



NEW BRUNSWICK
ENERGY & UTILITIES BOARD

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

DÉCISION

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une application par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) concernant l'approbation de ses projets de transport de capitaux important étant le Projet de renforcement du corridor de Saint John, le projet de transformateur d'interconnexion de Coleson Cove et le projet de soutien dynamique réactif (STATCOM) conformément à l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*.

(Instance N° EL-001-2025)

Le 25 juillet 2025

EN L'AFFAIRE CONCERNANT une application par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) concernant l'approbation de ses projets de transport de capitaux important étant le Projet de renforcement du corridor de Saint John, le projet de transformateur d'interconnexion de Coleson Cove et le projet de soutien dynamique réactif (STATCOM) conformément à l'article 107 de la *Loi sur l'électricité*. (Instance N° EL-001-2025)

AUDIENCE ORALE: Du 9 au 11 juin 2025

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

Président du comité	Christopher Stewart
Membre	John Logan
Membre	Kenneth McCulloch, c.r.

PARTICIPANTS:

Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick	John Furey
Galbraith Equipment Co. Ltd	Stephen Horgan
Liberty Utilities (Tinker Transmission) LP	Robert Blank Brandy Gellner
Utilities Municipal	Ryan Burgoyne

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

Table des matières

1	Introduction et conclusions sommaires.....	1
2	Aperçu	1
2.1	Norme de la NERC	1
2.2	Évaluation de la planification 2023	2
3	Détermination du caractère prudent	2
3.1	Politique gouvernementale	2
3.2	Plan de ressources intégré	3
3.3	Exigences imposées par la loi	3
3.4	Directives du Conseil exécutif	3
3.5	Politique établie par la réglementation.....	3
3.6	Autres considérations.....	3
4	Caractère suffisant de l'évaluation de la planification	4
5	Projet de renforcement du corridor de Saint John.....	4
6	Projet de transformateur d'interconnexion de Coleson Cove.....	7
7	Projet de soutien dynamique réactif	7
8	Ce que la Commission est tenue d'approuver	9
9	Exigence de déclaration	10
10	Ordonnance	11

1 Introduction et conclusions sommaires

- [1] La demande d'Énergie NB visant l'approbation de trois grands projets d'immobilisations a été entendue les 9, 10 et 11 juin 2025. Au préalable, Utilities Municipal, Galbraith Equipment Co. Ltd. et Liberty Utilities (Tinker Transmission) LP ont obtenu l'autorisation d'intervenir en l'instance.
- [2] Seuls Énergie NB, l'intervenant public et Utilities Municipal ont comparu à l'audience et y ont participé.
- [3] En application de l'article 107 de la *Loi sur l'électricité* («la Loi»), Énergie NB demande à la Commission d'approuver trois grands projets d'immobilisations que la Société considère comme les options les plus prudentes parmi celles évaluées pour remédier aux infractions aux normes de fiabilité qui s'appliquent. Les infractions en question ont été relevées dans son évaluation de la planification 2023 pour la période de 2024 à 2033. Sur la base des motifs énoncés ci-dessous, la Commission approuve chacun des projets.

2 Aperçu

- [4] Énergie NB sollicite l'approbation de trois projets de transport distincts, mais connexes. La première est le renforcement des lignes de transport dans la région de Saint John par l'ajout de deux nouvelles lignes de 138 kV de Coleson Cove à Fairvale, à l'est de Saint John. Le deuxième projet est l'ajout d'un troisième transformateur d'interconnexion de 345 kV/138 kV à Coleson Cove. Finalement, l'installation d'un compensateur statique et synchrone à sa sous-station près de Salisbury.
- [5] Énergie NB estime que les projets sont nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau de transport et la conformité aux normes de fiabilité nord-américaines.

2.1 Norme de la NERC

- [6] Énergie NB est l'autorité de planification enregistrée et le planificateur du réseau de transport au Nouveau-Brunswick. En conséquence, la Société est responsable de se conformer à la norme de fiabilité conçue par la North American Electric Reliability Corporation (NERC) et approuvée par la Commission. La norme TPL-001-5.1 de la NERC («la norme») a été mise en place pour assurer l'intégrité du réseau de transport dans des conditions normales d'exploitation ainsi que dans des conditions difficiles.
- [7] Entre autres choses, la norme oblige Énergie NB à réaliser des évaluations annuelles en procédant à des simulations pour déterminer comment le réseau de transport réagit face à diverses éventualités, comme la défaillance d'une ou de plusieurs composantes du

réseau. Lorsque les évaluations révèlent des situations où l'intégrité du réseau est compromise, la norme oblige Énergie NB à évaluer les mesures pouvant être prises pour réduire la probabilité ou atténuer les conséquences de tels événements. Dans certains cas, la norme oblige Énergie NB à mettre en œuvre des plans de mesures correctives selon l'horizon de planification à court terme pour l'évaluation.

2.2 Évaluation de la planification 2023

- [8] Énergie NB a réalisé son évaluation pour la période de 2024 à 2033 en septembre 2023 (« l'évaluation de la planification »). L'évaluation de la planification (NBP 1.29C) est un document confidentiel, mais les conclusions qui y sont énoncées sont assez bien résumées dans la preuve d'Énergie NB (NBP 1.01). L'évaluation de la planification a relevé des lacunes relatives au rendement dans les horizons à court et à long terme. Aux fins de l'évaluation de la planification, l'horizon à court terme se termine en 2028 et l'horizon à long terme se termine en 2033. Parmi les lacunes relevées se trouvent de futures infractions aux limites de tension et aux indices de protection thermique de l'équipement de transport. Dans certains cas, les infractions entraîneraient un délestage de charge ou une perte de charge, soit des pannes de courant contrôlées ou non, ce que la norme ne permet pas.
- [9] La norme exige que toutes ces infractions soient corrigées d'une manière ou d'une autre. Énergie NB a élaboré un plan de mesures correctives en vue de satisfaire aux exigences de rendement sans entraîner des délestages de charge ou des pertes de charge. Le plan de mesures correctives prévoit notamment que les trois projets d'immobilisations pour lesquels l'approbation de la Commission est sollicitée seront mis en œuvre d'ici la fin de 2028.

3 Détermination du caractère prudent

- [10] La *Loi* stipule que la Commission doit approuver tout projet d'immobilisations qu'elle juge prudent. Pour faciliter une telle décision, la *Loi* définit cinq facteurs qui doivent être pris en considération par la Commission et donne à la Commission la possibilité de tenir compte de tout autre facteur qu'elle juge pertinent.

3.1 Politique gouvernementale

- [11] L'article 68 de la *Loi* est un énoncé de la politique gouvernementale du Nouveau-Brunswick.
- [12] Selon la politique gouvernementale, Énergie NB doit avoir assez de revenus pour atteindre la cible en matière de capitaux propres de 20 %. En outre, Énergie NB doit gérer

le réseau électrique avec efficacité, de façon à imposer aux consommateurs de la province le coût le moins élevé possible.

- [13] Ces projets feront augmenter la dette de la Société et seront, dans une certaine mesure, supportés par les futurs abonnés. Pour ces raisons, le coût immobilisé projeté de chacun des projets est un facteur important dans l'analyse du caractère prudent devant être réalisée par la Commission.
- [14] La correction des infractions relevées dans l'évaluation de la planification est également conforme à la politique gouvernementale.

3.2 Plan de ressources intégré

- [15] Le plan de ressources intégré définit l'estimation par Énergie NB de la croissance de la charge au cours des 25 prochaines années. Il décrit aussi les moyens qu'Énergie NB prévoit de prendre pour répondre à la demande croissante. Le plan le plus récent a été publié en 2023. Il n'énonce pas expressément les problèmes de transport associés à la croissance de la charge et ne précise pas non plus les régions où une croissance est attendue. Malgré cela, les projets proposés ne sont pas incompatibles avec le plan de ressources intégré de 2023.

3.3 Exigences imposées par la loi

- [16] Le paragraphe 120(2) de la *Loi* stipule qu'Énergie NB doit se conformer à la norme. Lorsque des infractions aux exigences de rendement énoncées dans l'évaluation de la planification sont relevées, la norme oblige Énergie NB à les résoudre d'une manière ou d'une autre. La demande visant l'approbation des projets est conforme à ces exigences.

3.4 Directives du Conseil exécutif

- [17] Le Conseil exécutif peut émettre des directives à l'intention d'Énergie NB, ce qu'il fait de temps à autre. Les projets d'immobilisations proposés par Énergie NB sont conformes aux directives existantes du Conseil exécutif.

3.5 Politique établie par la réglementation

- [18] Les projets proposés sont conformes aux exigences énoncées dans le *Règlement sur les normes de fiabilité – Loi sur l'électricité*.

3.6 Autres considérations

- [19] L'évaluation du caractère prudent d'un projet doit comprendre la prise en compte des facteurs susmentionnés ainsi que de tout autre facteur jugé pertinent par la Commission.

- [20] Un projet sera jugé prudent s'il fait partie des solutions qu'une entité raisonnable assumant les fonctions d'autorité responsable de la planification et de gestionnaire du réseau de transport (comme c'est le cas d'Énergie NB) pourrait avoir sélectionnées sur la base des circonstances connues au moment où la demande d'approbation a été présentée.
- [21] Une évaluation de la valeur actualisée nette positive, comme adoptée dans l'instance 375, n'est pas une mesure appropriée du caractère prudent dans les cas où l'objectif d'un projet proposé consiste à répondre aux exigences de rendement imposées par une norme à laquelle Énergie NB est assujettie.
- [22] Les projets proposés visent à prendre de bonnes mesures d'atténuation relativement aux exigences de rendement énoncées dans l'évaluation de la planification.

4 Caractère suffisant de l'évaluation de la planification

- [23] La Commission doit être convaincue que le besoin relatif au projet est justifié. Il s'ensuit que la Commission doit déterminer le caractère adéquat de l'évaluation de la planification.
- [24] RLC Engineering a procédé à un examen indépendant de l'évaluation de la planification. L'auteur du rapport, David Green, a été déclaré apte, sans objection, à donner son avis d'expert dans le domaine de la planification du transport, y compris la conformité aux normes de fiabilité applicables.
- [25] En se basant sur les hypothèses d'Énergie NB, M. Green a reproduit l'évaluation de la planification. Il a déclaré que, à son avis, Énergie NB a réalisé l'évaluation d'une manière conforme à la norme. Selon lui, les nombreuses infractions aux critères de tension et de protection thermique relevées dans l'évaluation de la planification sont adéquatement décrites et doivent être corrigées. La Commission accepte la preuve de M. Green et conclut que l'évaluation de la planification est conforme à la norme.

5 Projet de renforcement du corridor de Saint John

- [26] Énergie NB demande l'approbation du projet de renforcement du corridor de Saint John, consistant généralement en la construction de deux nouvelles lignes de transport de 138 kV à partir du poste de la centrale de Coleson Cove jusqu'à un point du réseau de transport près de Fairvale, soit une distance d'environ 32 km de ligne, y compris des modifications connexes au réseau de transport. Le coût projeté est d'environ 116,2 millions de dollars.

- [27] Dans sa forme actuelle, le corridor de Saint John se compose de lignes de transport de 345 kV, de 138 kV et de 69 kV entre Coleson Cove et Norton. L'évaluation de la planification a relevé plusieurs infractions aux critères de tension et de protection thermique dans certaines situations. Énergie NB a évalué cinq options pour remédier aux infractions. L'option proposée corrige l'infraction et permet une certaine croissance de la charge dans la région du sud.
- [28] La proposition prévoit la construction de deux nouvelles lignes de transport de 138 kV à partir de Coleson Cove, à côté des corridors existants qui passent par Saint John, en utilisant les lignes existantes près de Fairvale. Un transformateur déphaseur à Norton sera déplacé d'une ligne à une autre. Énergie NB propose aussi de transférer deux sous-stations de Saint John Energy d'une ligne de transport à une autre, avec la possibilité d'en transférer une troisième dans le futur, remplaçant une section de ligne de transport par une autre.
- [29] Parmi les autres options envisagées se trouvait une variante du projet proposé ne différant que par le fait que le transformateur déphaseur à Norton ne serait pas déplacé. Le coût projeté de cette variante serait inférieur à celui du projet proposé.
- [30] Énergie NB estime que les dépenses supérieures en immobilisations sont justifiées, puisque le projet proposé donnerait lieu à de meilleurs avantages à court et à long terme. L'option privilégiée permettrait une croissance de la charge supplémentaire d'au plus 150 MW au-delà des prévisions actuelles sur dix ans dans le secteur sud-est du réseau. Elle améliorerait aussi la souplesse opérationnelle dans le corridor de Saint John.
- [31] Énergie NB a aussi envisagé de faire passer une seule ligne de 138 kV par le corridor de Saint John au lieu des deux lignes de 138 kV. Bien que moins coûteuse, cette option ne permettrait pas de corriger les infractions en matière de rendement relevées dans l'évaluation de la planification.
- [32] Une quatrième option explorée par Énergie NB consistait en la construction d'une nouvelle ligne de transport de 345 kV, parallèlement aux lignes existantes entre Norton et Coleson Cove. Cette option a toutefois été écartée en raison de son coût projeté, qui était de plus de 500 millions de dollars.
- [33] Enfin, Énergie NB a envisagé de remplacer les lignes existantes de 138 kV et de 69 kV par des lignes dotées d'une plus grande capacité. Cette option exigerait aussi le remplacement d'un certain nombre de pylônes de transport. Selon les estimations préliminaires d'Énergie NB, le coût projeté de ce projet s'élèverait à près de 300 millions de dollars.

- [34] M. Green est d'avis que le plan proposé permettrait de remédier à toutes les infractions aux limites de tension et aux indices de protection thermique qu'Énergie NB doit corriger. Il estime aussi que le faible coût marginal entre l'option privilégiée par Énergie NB et l'option la moins dispendieuse, qui exclut le transfert du transformateur déphaseur à Norton, est prudent.
- [35] Jeffrey Palermo a été déclaré apte, sans objection, à donner son avis d'expert dans le domaine de l'analyse des grands projets d'immobilisations de transport dans le contexte des réseaux électriques, puisqu'il est un expert des questions touchant l'analyse et la planification du transport, l'analyse de la fiabilité ainsi que la structure des marchés.
- [36] Dans sa preuve directe, M. Palermo a formulé des réserves sur le caractère prudent du projet proposé. Il a souligné qu'Énergie NB propose une nouvelle ligne de 345 kV entre Coleson Cove et Salisbury dans le cadre de la phase 2 du projet de ligne de transport interprovinciale. Selon lui, si ce projet est réalisé tel que présenté, il serait raisonnable de prendre en considération ses répercussions sur le projet de corridor de Saint John. À son avis, il faudrait envisager la ligne de 345 kV parallèlement au remplacement des conducteurs.
- [37] Dans sa contre-preuve et lors de l'audience, Énergie NB a déclaré que la ligne de 345 kV qui fait partie de la phase 2 du projet de ligne de transport interprovinciale est *[traduction]* « un projet conceptuel, incertain, en ce moment ». Si les travaux de la phase 2 vont de l'avant, ils seront réalisés en fonction d'hypothèses complètement différentes de celles abordées dans le cadre de la présente demande.
- [38] Selon la contre-preuve d'Énergie NB, le remplacement des conducteurs sur les lignes existantes, comme proposé par M. Palermo, est non seulement dispendieux, mais aussi techniquement difficile, puisque l'exécution des travaux et la gestion du réseau pendant la construction s'accompagneraient de divers défis.
- [39] Lors de l'audience, M. Palermo a convenu que, compte tenu de la contre-preuve et des précisions au sujet du remplacement des conducteurs, la proposition d'Énergie NB est raisonnable. Il est recommandé qu'Énergie NB construise les nouvelles lignes de transport telles que proposées.
- [40] L'intervenant public et Utilities Municipal sont du même avis que le projet de renforcement du corridor de Saint John comme proposé, est prudent.
- [41] Après avoir examiné tous les éléments de preuve, la Commission est convaincue que le projet de renforcement du corridor de Saint John est prudent.

6 Projet de transformateur d'interconnexion de Coleson Cove

- [42] Énergie NB demande l'approbation du projet de transformateur d'interconnexion de Coleson Cove, consistant généralement en l'acquisition et l'installation d'un transformateur d'interconnexion de 345 kV/138 kV à la centrale de Coleson Cove. Le coût immobilisé projeté est d'environ 51,4 millions de dollars.
- [43] Il y a deux grands transformateurs d'interconnexion à Coleson Cove qui fournissent les charges requises dans la région de Saint John et qui permettent à l'énergie de circuler vers l'est, par le corridor de 138 kV. L'évaluation de la planification a révélé que les critères de rendement relatifs à la transformation à Coleson Cove ne seront pas satisfaits dans plusieurs éventualités associées aux critères de conception. En conséquence, la norme oblige Énergie NB à élaborer un plan de mesures correctives pour remédier à l'infraction. Énergie NB affirme que la seule mesure corrective viable consiste à acquérir un troisième transformateur d'interconnexion et à l'installer à Coleson Cove.
- [44] Dans son rapport, RLC a examiné d'autres solutions conceptuelles, mais ne les a pas recommandées. M. Green a conclu que, de concert avec les deux autres projets d'immobilisations proposés, l'ajout d'un troisième transformateur d'interconnexion à Coleson Cove permettrait de bien atténuer les infractions relevées dans l'évaluation de la planification. Selon lui, il s'agit d'une solution appropriée, compte tenu de la correction des infractions aux critères et du coût.
- [45] M. Palermo a aussi conclu que l'ajout d'un transformateur d'interconnexion à Coleson Cove était la meilleure option pour remédier aux infractions relevées dans l'évaluation de la planification.
- [46] À l'issue de l'audience, l'intervenant public et Utilities Municipal ont soutenu la demande d'Énergie NB visant l'approbation du projet.
- [47] Après avoir examiné tous les éléments de preuve, la Commission est convaincue que le projet de transformateur d'interconnexion à Coleson Cove est prudent.

7 Projet de soutien dynamique réactif

- [48] Énergie NB demande l'approbation du projet de soutien dynamique réactif (STATCOM), consistant généralement en l'acquisition et l'installation d'un dispositif STATCOM électronique d'environ 300 mégavars à Salisbury. Le coût immobilisé projeté est d'environ 133,4 millions de dollars.

- [49] Parmi les cas analysés, l'évaluation de la planification a relevé plusieurs lacunes relatives au rendement ainsi que plusieurs cas de pannes de courant inévitables dans le secteur est du réseau de transport. Ces infractions sont attribuables à la défaillance des ressources dynamiques réactives dans le secteur est du réseau. Les plus importantes ressources dynamiques dans le secteur est du réseau se situent à proximité de Saint John et à Belledune. Dans les périodes hivernales de pointe, toutes ces ressources atteignent ou presque leur capacité maximale de production réactive, même avant l'ajout de toute éventualité. En outre, compte tenu de la distance qui les sépare de la région de Moncton, elles ne parviennent pas à bien atténuer l'effondrement de la charge dans le secteur est du réseau.
- [50] Conformément à l'évaluation de la planification, l'ajout de 600 mégavars à Salisbury permettrait de maintenir des tensions adéquates et d'assurer une marge suffisante pour l'incertitude et la croissance, compte tenu de la topologie existante, de la charge prévue et des opérations normales.
- [51] Le plan de mesures correctives d'Énergie NB consiste à ajouter le soutien réactif requis en installant un dispositif de 300 mégavars à Salisbury. Énergie NB prévoit d'accéder aux 300 autres mégavars à l'aide d'un soutien statique de l'état stable des opérations, sous la forme de batteries de condensateurs à divers postes dans le secteur est. Énergie NB souligne toutefois que leur nécessité pourrait être atténuée par la nouvelle centrale prévue dans le secteur est. Par conséquent, Énergie NB propose d'attendre que de plus amples renseignements sur la centrale supplémentaire soient disponibles.
- [52] Énergie NB a étudié trois options pour fournir le soutien dynamique réactif requis. À son avis, l'installation d'un compensateur statique et synchrone ou d'un dispositif STATCOM d'environ 300 mégavars est l'option qui avait le plus faible coût immobilisé projeté et qui permettrait de remédier à toutes les infractions relevées.
- [53] La preuve de M. Green confirme qu'une mesure corrective s'impose et que le dispositif STATCOM proposé par Énergie NB est une option appropriée.
- [54] Leslie Recksiedler a été déclaré apte, sans objection, à donner son avis d'expert à titre d'ingénieur professionnel possédant une expertise dans la conception, l'exploitation et le rendement de dispositifs de transport de type « semi-conducteur », ce qui comprend les compensateurs statiques, les dispositifs STATCOM, la technologie de courant continu à haute tension (CCHT), les ressources basées sur des onduleurs et les machines synchrones, comme les compensateurs synchrones. M. Recksiedler, M. Green et M. Palermo ont convenu que, lorsqu'aucun soutien inertiel supplémentaire n'est requis pour contribuer au maintien de la fréquence du réseau (comme c'est le cas ici), le

dispositif STATCOM est l'option de pointe, à l'heure actuelle, pour un soutien dynamique réactif.

- [55] Dans sa preuve, M. Palermo a remis en question le caractère raisonnable du dispositif STATCOM proposé, compte tenu du coût. En s'appuyant sur son expérience au sein d'autres administrations, il a souligné que le coût réel d'un dispositif STATCOM peut être beaucoup plus élevé que le coût estimatif d'Énergie NB. Dans sa contre-preuve, Énergie NB a déclaré que, depuis le dépôt de sa demande, la Société a reçu des soumissions de fournisseurs de dispositifs STATCOM d'un montant allant de 57 millions de dollars à 79 millions de dollars, ce qui est conforme aux estimations initiales. Après avoir pris connaissance des soumissions, M. Palermo a convenu que ses préoccupations quant à la fiabilité du coût projeté d'Énergie NB étaient atténuées.
- [56] Le coût immobilisé projeté du projet de soutien dynamique était basé sur des estimations préliminaires. Cependant, la preuve relative aux soumissions pour le dispositif STATCOM en tant que tel, qui compte pour plus de la moitié du coût immobilisé projeté, fournit une assurance suffisante quant à la fiabilité des prévisions d'Énergie NB relatives au coût.
- [57] À l'issue de l'audience, l'intervenant public et Utilities Municipal étaient en faveur de l'approbation du projet de soutien dynamique réactif proposé.
- [58] Après avoir examiné tous les éléments de preuve, la Commission est convaincue que le projet de soutien dynamique réactif est prudent.

8 Ce que la Commission est tenue d'approuver

- [59] Comme les trois projets d'immobilisations que souhaite faire approuver Énergie NB sont jugés prudents, le paragraphe 107(9) de la *Loi* enjoint la Commission à les approuver.
- [60] Dans leurs conclusions finales, Utilities Municipal ont affirmé que le coût immobilisé projeté d'un projet au moment de son approbation par la Commission fait partie intégrante de sa définition. Ils ont ajouté que, à partir du moment où son coût réel dépasse son coût projeté, un projet cesse d'être considéré comme un projet approuvé et une nouvelle demande d'approbation doit être présentée. L'intervenant public « tend » à privilégier cette interprétation. La Commission n'est pas d'accord.
- [61] Bien que le coût immobilisé projeté d'un projet au moment où une demande est présentée soit pertinent aux fins de l'évaluation du caractère prudent, il ne fait pas partie intégrante de la portée du projet.

- [62] La portée définit l'ampleur d'un projet. Elle définit ses objectifs, en énonçant les produits livrables, les tâches et les contraintes. Elle vise à informer toutes les parties concernées de ce qui doit être réalisé et de ce qui ne fait pas partie d'un projet.
- [63] Lorsqu'une demande visant l'approbation d'un grand projet d'immobilisations, comme ceux en l'instance, est motivée par le besoin de respecter une norme obligatoire qui impose des dates limites pour la prise de mesures correctives et qu'Énergie NB n'a pas le droit d'engager des dépenses en immobilisations de plus de 10 % du coût immobilisé projeté des mesures correctives sans l'approbation de la Commission, il est plus probable qu'improbable que la demande doive être présentée relativement tôt au cours du processus de mise en œuvre. Dans de tels cas, le coût immobilisé projeté devra être estimé sur la base des meilleurs renseignements disponibles au moment du dépôt de la demande. À cette étape, ces renseignements peuvent ne pas comprendre la conception complète et détaillée, les quantités exactes ou le coût du matériel et de l'équipement immobilisé. L'obtention d'estimations d'une grande précision peut s'avérer impossible.
- [64] Même lorsque la portée d'un projet d'immobilisations approuvé reste la même, le coût du projet pourrait changer en fonction de l'évolution de la conception et de la construction. Une augmentation progressive du coût immobilisé projeté pendant l'exécution d'un projet ne modifie pas, en soi, la portée du projet.
- [65] L'approbation par la Commission des trois grands projets d'immobilisations proposés ne suppose rien d'autre. Il s'agit simplement de l'approbation des projets conformément à la portée décrite dans la demande. Il ne s'agit pas de l'approbation de toute autre initiative qui n'est pas raisonnablement visée par la portée telle que décrite dans la demande. L'approbation des projets ne consiste pas en l'approbation de toute dépense en immobilisations associée à l'exécution des projets, que cela soit égal, inférieur ou supérieur au coût immobilisé projeté indiqué dans la demande. Le caractère prudent de telles dépenses en immobilisations doit être évalué par la Commission dans le contexte d'une ou de plusieurs futures demandes générales de tarifs pertinentes.

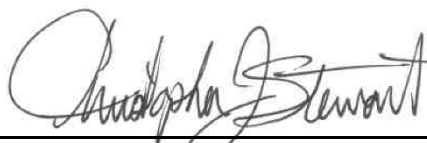
9 Exigence de déclaration

- [66] Dans ses conclusions finales, M. Furey a informé la Commission du fait qu'Énergie NB est favorable à un processus de déclaration en continu, de façon à ce que la Commission soit tenue au courant de l'état de chacun des projets ainsi que des coûts encourus. Un tel processus serait utile pour la Commission. En conséquence, la Commission accepte l'offre d'Énergie NB de fournir une proposition initiale relative à la fréquence et au contenu du processus de déclaration en continu dans les 60 jours suivant cette décision.

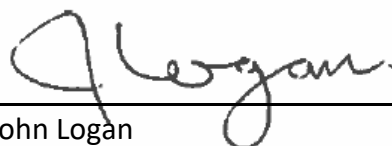
10 Ordonnance

1. Le projet de renforcement du corridor de Saint John est approuvé.
2. Le projet de transformateur d'interconnexion de Coleson Cove est approuvé.
3. Le projet de soutien dynamique réactif est approuvé.
4. Dans les 60 jours suivant la présente décision, Énergie NB doit fournir sa proposition initiale pour un processus de déclaration périodique et en continu, ce qui doit comprendre le type de renseignement qui sera fourni et la fréquence à laquelle des rapports seront fournis. À tout le moins, la Commission pourrait s'attendre à ce qu'il soit précisé dans la proposition que les rapports :
 - seront fournis au moins chaque trimestre et dans les 30 jours suivant la fin du trimestre auquel ils se rapportent;
 - comprendront une comparaison de l'échéancier et du coût prévus (base de référence) avec l'échéancier et le coût réels à ce jour, ainsi que des prévisions actualisées relatives à l'échéancier et au coût jusqu'à l'achèvement des travaux;
 - énonceront tout changement important dans la portée de chacun des trois projets qui, individuellement ou collectivement, ferait en sorte que le coût définitif d'un projet dépasse de plus de 10 % le coût projeté du projet, comme indiqué dans la demande en l'instance;
 - définiront tout changement dans l'échéancier d'un projet qui ferait en sorte que l'achèvement du projet dépasse l'horizon de planification à court terme, soit au-delà de 2028.

Fait à Saint John, au Nouveau-Brunswick, ce 25^e jour de juillet 2025.



Christopher J. Stewart
Président



John Logan
Membre



Kenneth McCulloch, c.r.
Membre