



**Énergie NB Power**

# **Plan décennal d'Énergie NB**

**Exercices financiers  
2021 à 2030**

---

Préparé en septembre 2019

# Plan décennal d'Énergie NB

## Exercices financiers 2021 à 2030

---

### Contenu

Sommaire.....	2
Présentation de l'entreprise .....	8
Mandat.....	9
Stratégie.....	9
Plan intégré des ressources (PIR).....	11
Principales hypothèses / sensibilités.....	13
Risques importants et incertitudes.....	13
Besoins en revenus .....	15
Charge dans la province .....	20
Revenus dans la province .....	21
Plan d'investissement.....	22
Tarifification du carbone et réglementation sur les émissions .....	27
Analyse de scénarios .....	28
Annexe A — Principales hypothèses .....	30
Annexe B — Tableau de sensibilités .....	31
Annexe C — Résultats de la modélisation de scénarios .....	32
Annexe D — État des flux de trésorerie et variation de la dette nette .....	35
Annexe E — État de la situation financière .....	37

## Sommaire

### **Obligation législative et objet du plan décennal**

Conformément à l'article 101 de la *Loi sur l'électricité*, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) est tenue d'établir un plan stratégique, financier et d'immobilisations couvrant les dix prochains exercices et de déposer ce plan chaque année auprès de la Commission de l'énergie et des services publics (CESP). Le plan décennal est établi à titre indicatif, mais doit être pris en compte dans l'examen des demandes générales de tarifs ainsi que dans l'évaluation de la capacité prévue et des progrès d'Énergie NB pour ce qui est de réaliser les buts et objectifs à long terme prescrits par la loi.

Les prévisions financières du plan décennal sont fondées sur un bon nombre d'hypothèses principales provenant de ressources internes, de consultants externes et de publications externes. Les prévisions financières sont en grande partie déterminées par un bon nombre de facteurs variables, dont la plupart sont indépendants de la volonté de la direction, et peuvent varier d'un exercice à l'autre. La variation du prix des matières premières et du prix courant, le cours des devises étrangères, les taux d'intérêt, et d'autres facteurs peuvent avoir un effet considérable sur les prévisions financières du plan décennal d'un exercice à l'autre<sup>1</sup>. Cette variabilité limite la possibilité de présenter des prévisions financières à long terme précises. Par conséquent, le plan décennal doit être considéré à des fins informatives et non comme un plan fini.

Le plan décennal suivant a été préparé conformément aux exigences de la *Loi sur l'électricité* et s'applique à la période des exercices 2020-2021 à 2029-2030.

### **Objectifs financiers**

Les objectifs financiers généraux d'Énergie NB continuent d'être de réduire la dette et de créer des capitaux propres afin de fournir à Énergie NB une marge de manœuvre pour gérer les risques d'exploitation et financiers, répondre aux changements des marchés et des technologies et mieux préparer les investissements futurs. Ces objectifs financiers constituent également une obligation. Selon un énoncé de *la Loi sur l'électricité*, les tarifs facturés aux clients doivent générer un rendement juste et raisonnable qui permettra à Énergie NB gagner suffisamment de revenus afin d'atteindre et de maintenir une structure de capital d'au moins 20 pour cent du capital. Énergie NB reconnaît que l'amélioration de la santé financière de la société soutient également le bien-être économique global du Nouveau-Brunswick.

Dans le cadre de demandes générales de tarifs antérieures, Énergie NB a présenté des éléments de preuve à l'égard de l'établissement d'une structure de capital à long terme pour Énergie NB. Les éléments de preuve identifiaient les critères à prendre en compte pour déterminer le montant du revenu net à inclure dans les tarifs, y compris les facteurs clés suivants :

- L'objectif légiféré en capitaux d'au moins 20 pour cent de capitaux propres est interprété comme étant le niveau minimal de capitaux.
- Les tarifs devraient être établis de manière à ce que des progrès constants permettent d'atteindre l'objectif en capitaux en temps voulu.

---

<sup>1</sup> Les incidences de l'éventuelle variabilité sur plusieurs facteurs clés sont traitées dans la section « Analyse de scénario » et sont illustrées plus en détail à l'annexe C.

- La trajectoire potentielle d'augmentation tarifaire nécessaire pour atteindre et maintenir un ratio en capitaux propres ne devrait pas nécessiter d'augmentations supérieures à celle de l'année d'essai.
- Lorsque le ratio est atteint, les tarifs devraient être établis de sorte que le ratio prévu en capitaux propres ne diminue pas en deçà de l'objectif minimal de ratio en capitaux propres.
- Un objectif en capitaux propres supérieurs à 20 pour cent est approprié en prévision d'importants investissements qui exerceront une pression sur la structure du capital.

Énergie NB continue d'appuyer ces principes généraux dans l'élaboration d'une stratégie de tarification à long terme. Énergie NB reconnaît toutefois que l'amélioration de la santé financière d'Énergie NB doit également tenir compte des autres objectifs énoncés dans la *Loi sur l'électricité*, qui prévoit aussi que, dans la mesure du possible, les tarifs appliqués par Énergie NB pour les ventes d'électricité dans la province soient maintenus le plus bas possible et que les modifications tarifaires demeurent stables et prévisibles d'année en année. Les augmentations tarifaires stables et prévisibles devraient toutefois être suffisamment élevées pour atteindre le ratio minimal en capitaux propres en temps voulu.

### **Risques importants et incertitudes**

Les résultats financiers du plan décennal sont assujettis à un vaste éventail de risques importants et d'incertitudes, y compris la variation du prix des matières premières et du prix courant, les taux de change des devises étrangères, les taux d'intérêt, la charge dans la province et à l'exportation, et la production hydroélectrique et nucléaire. Tous ces facteurs ont un effet considérable sur les résultats prévus. Voici d'autres risques et incertitudes à noter :

- *Projet Mactaquac* - Énergie NB a annoncé sa recommandation d'un projet visant à atteindre la durée de vie utile initiale de 2068 pour la centrale de Mactaquac. Actuellement, ce grand projet est prévu coûter entre 2,7 et 3,7 milliards de dollars. À des fins de planification financière, ce plan décennal tient compte des dépenses en capital qui sont fondées sur une estimation des dépenses à mi-parcours, lesquelles totalisent environ 1,9 milliard de dollars pour la période du plan décennal. Des modifications de l'approche recommandée ou des estimations de coûts pourraient entraîner une différence dans le calendrier et l'ampleur des dépenses en capital et des dépenses par rapport à ce qui est par ailleurs prévu dans le plan décennal.
- *Coûts liés au carbone et au changement climatique* – l'incertitude demeure un facteur quant coût potentiel des émissions de carbone. Les résultats de référence du plan décennal comprennent les coûts en fonction du système de tarification du carbone proposé pour le Nouveau-Brunswick qui a été présenté en tant que solution de rechange au système de tarification fondé sur le rendement (STFR) du gouvernement fédéral. Actuellement, le gouvernement fédéral évalue le système de tarification du carbone proposé du Nouveau-Brunswick. Si le plan n'est pas approuvé, Énergie NB pourrait être assujettie au STFR et à des coûts du carbone plus élevés. D'autres effets potentiels du changement climatique tels que l'élimination précoce de la production de charbon pourraient avoir une incidence sur les résultats financiers et pourraient donner lieu à des augmentations tarifaires additionnelles pour couvrir les coûts supplémentaires<sup>2</sup>.
- *Augmentations tarifaires* — le plan décennal suppose des augmentations tarifaires annuelles pendant la période visée par le plan. Ces augmentations sont assujetties à l'approbation de la CESP. Si une certaine partie des augmentations tarifaires prévues n'est pas approuvée, les prévisions de revenus pourraient sensiblement varier.

---

<sup>2</sup> Pour plus d'information, veuillez consulter la section « Tarification du carbone et réglementation sur les émissions ».

- Approvisionnement en gaz naturel — le plan décennal suppose que le gaz naturel pourrait provenir de l'ouest du Canada grâce à des contrats à long terme de pipelines. Les résultats financiers reflètent les coûts et les avantages du gaz naturel comme source de combustible jusqu'à la fin de 2026, la fin de la durée de vie actuelle de la centrale de Bayside. Étant donné qu'aucune décision finale n'a encore été prise sur l'exploitation à long terme de la centrale de Bayside et sur la façon dont les engagements de pipelines seront employés après 2026, le plan actuel n'assume aucun coût ni avantage associé aux engagements de pipelines après 2026. Ainsi, les résultats seront affectés après 2026, lorsqu'un plan visant à tirer le meilleur parti de l'engagement de transport.
- Dépenses liées à la gestion de la demande — le plan décennal reflète une augmentation progressive des dépenses annuelles liées à la gestion de la demande sur la période du plan, dont les niveaux de dépenses sont plus faibles que ceux prévus dans les années précédentes. Une évaluation plus approfondie de l'incidence des différents niveaux de dépenses liées à la gestion de la demande sera réalisée dans le cadre de la mise à jour du prochain plan intégré des ressources (PIR). Cette mise à jour devrait se faire au cours de la prochaine année. Toute modification des niveaux de dépenses de gestion de la demande aurait une incidence sur les revenus, les coûts du combustible et d'achat d'électricité, ainsi que les dépenses liées à l'EEA, ce qui pourrait avoir une incidence considérable sur les résultats.

Pour plus d'information sur les principaux éléments qui pourraient avoir une incidence sur les résultats prévus, veuillez consulter les sections Risques importants et incertitudes et Analyse des scénarios.

### **Changements par rapport à l'exercice précédent**

La variabilité des coûts incontrôlables a été particulièrement évidente dans la préparation de ce plan décennal. Le plan décennal précédent a signalé d'importantes augmentations de prix des matières premières, des taux d'intérêt, et du taux de change des devises étrangères qui ont eu une incidence considérable sur les résultats. Depuis lors, les prix du marché pour un certain nombre de matières premières ont subi une diminution, particulièrement à court terme. Les taux d'intérêt ont également diminué — ou ne devraient plus augmenter aussi rapidement ou aussi haut qu'il a été indiqué précédemment — et une option d'approvisionnement en gaz naturel à moindre coût est devenue disponible dans la région des Maritimes. En raison des modifications apportées aux hypothèses, le plan décennal reflète des coûts d'approvisionnement plus bas, des possibilités d'exportation plus importantes et des coûts de financement plus bas pour la période de plus par rapport à l'exercice précédent. L'amélioration des coûts est particulièrement notable dans les premières années de la période du plan décennal.

Outre les modifications apportées aux hypothèses sur les prix à terme et les prix du marché, d'autres modifications importantes aux estimations ou aux hypothèses ont été intégrées au plan décennal actuel, notamment en ce qui concerne les éléments suivants :

- Compte de report pour les dépenses liées à la gestion de la demande — le plan décennal précédent prévoyait l'établissement d'un compte de report pour les dépenses liées à la gestion de la demande, ce qui permettrait de capitaliser et d'amortir des montants sur une période de 10 ans. L'établissement du compte n'a pas été approuvé par la CESP et n'est donc pas inclus dans le plan décennal actuel.
- Dépenses liées à la gestion de la demande — Énergie NB reconnaît l'importance et les avantages à long terme des dépenses liées à la gestion de la demande, mais elle reconnaît également les problèmes de taux que peuvent présenter ces dépenses lorsqu'il faut déboursier des frais annuels pour une période de prestations à plus long terme. Compte tenu de la récente décision de refuser la création d'un compte réglementaire pour recouvrer les dépenses liées à la gestion de la demande sur une période plus longue au moyen des tarifs, Énergie NB a dû réévaluer le niveau des dépenses prévues liées à la gestion de la demande. Dans le but de refléter l'équilibre de la réalisation des différents

objectifs financiers, le plan décennal actuel prévoit des niveaux de dépenses liées à la gestion de la demande inférieurs aux niveaux estimés les années précédentes. Par conséquent, les estimations de la charge dans la province ont augmenté et les dépenses d’EEA ont diminué tout au long de la période du plan actuel. En raison de l’augmentation de la charge estimée, on constate également une incidence correspondante dans les estimations du coût du combustible et l’électricité achetée. Énergie NB continuera à chercher le meilleur moyen de concilier les avantages à long terme des dépenses liées à la gestion de la demande avec les pressions sur les taux à court terme qui en découlent, et ce, dans le cadre du processus de mise à jour du PIR, qui doit être achevé au cours de la prochaine année.

- Approvisionnement en gaz naturel — comme il est indiqué ci-dessus, le plan décennal suppose que le gaz naturel peut provenir de l’ouest du Canada grâce à la capacité à long terme des oléoducs de pétrole mise à la disposition des Maritimes. Il est prévu que des volumes de gaz plus importants seront disponibles au cours de l’exercice 2021-2022. Par conséquent, la centrale de Bayside sera exploitée beaucoup plus que prévu en raison des avantages économiques du gaz naturel à moindre coût.
- Centrale de Milltown — le plan décennal suppose la mise hors service de la centrale de Milltown.
- Coûts liés au carbone et au changement climatique — le plan décennal actuel comprend la disposition sur la tarification du carbone fondée sur le plan de tarification proposé par la province du Nouveau-Brunswick. Le plan décennal de l’exercice précédent ne comprenait pas de disposition sur la tarification du carbone dans les résultats de référence.

### Faits saillants financiers

Un sommaire des principaux faits saillants financiers du plan décennal est fourni dans la figure 1 ci-dessous.

**Figure 1 : Faits saillants financiers**

Exercice se Terminant le 31 Mars (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Augmentation Tarifaire Moyenne	2.00%	1.75%	1.75%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	2.00%	2.00%
Marge Brute	1,065	1,115	1,109	1,157	1,137	1,210	1,179	1,213	1,203	1,257
Bénéfice Net	41	81	72	102	68	134	131	111	53	53
Rendement des Capitaux Propres	7.4%	13.1%	10.5%	13.2%	7.9%	13.9%	11.9%	9.1%	4.1%	4%
Dépenses en Immobilisations	354	349	352	305	374	292	709	752	775	749
Dette Nette	4,884	4,804	4,751	4,646	4,543	4,323	4,463	4,708	4,972	5,209
Variation de la dette nette	(19)	(81)	(53)	(104)	(104)	(219)	139	246	264	236
% de la Dette dans la Structure du Capital	89.5%	88.0%	86.7%	84.8%	83.5%	80.7%	79.3%	78.7%	78.9%	79.1%

Les augmentations tarifaires annuelles se situent dans une fourchette de 1,50 pour cent à 2,0 pour la période du plan décennal et donnent lieu à une augmentation moyenne annuelle de 1,70 pour cent. Les augmentations tarifaires diminuent progressivement au cours de la période initiale du plan, puis demeurent à 1,50 pour cent pour une période de cinq ans. Ensuite, elles augmentent au cours des dernières années de la période en raison de l’impact des coûts liés au projet de Mactaquac, qui seront inclus dans le besoin en revenus annuels. Des augmentations tarifaires sont nécessaires pour permettre des progrès en matière du ratio d’endettement afin de réduire le niveau d’endettement. La *Loi sur l’électricité* oblige Énergie NB à atteindre un ratio d’endettement minimal de 80/20. Selon les estimations actuelles et les augmentations tarifaires

supposées, un ratio d'endettement 80/20 est prévu pour 2027 et sera maintenu légèrement en dessous de ce niveau pour la durée de la période du plan. Les augmentations tarifaires constatées sont inférieures aux estimations de l'exercice précédent en raison des modifications des principales estimations de coûts décrites antérieurement.

Le bénéfice net annuel moyen est d'environ 85 millions de dollars par année sur la période du plan. Généralement, les montants du revenu net augmentent au fil du temps en raison de l'effet cumulatif des augmentations tarifaires annuelles supposées et d'autres modifications apportées à divers éléments de coût. Les montants du revenu net annuel sont toutefois sujets à certaines variations compte tenu de l'impact des arrêts d'entretien prévus aux deux ans pour la centrale de Point Lepreau après 2021. Les niveaux de revenus nets commencent à diminuer dans les deux dernières années de la période du plan en raison des coûts associés au projet Mactaquac. Dans l'ensemble, les montants moyens annuels du revenu net sont comparables à ceux du plan décennal de l'exercice précédent. Cependant, il y a une variabilité d'une année à l'autre et les niveaux de revenu moyen comparables sont réalisés au moyen d'augmentations tarifaires plus faibles.

Les niveaux d'endettement actuels sont prévus diminuer chaque année de la période du plan jusqu'en 2017 pour atteindre un peu plus de 4,3 milliards de dollars. Puis, les niveaux d'endettement commencent à augmenter après 2026 en raison des dépenses en immobilisations associées au projet de Mactaquac.

### **Analyse financière**

Le plan décennal a été élaboré dans le but de réaliser les objectifs de la politique énoncés dans la *Loi sur l'électricité*, tout en continuant d'examiner les principes généraux précédemment établis pour l'élaboration de la stratégie de tarification à long terme. La stratégie en matière de tarification repose sur les principes suivants : progresser régulièrement vers l'atteinte d'une structure de capital minimale de 20 pour cent d'endettement dans un délai raisonnable ; maintenir l'objectif minimal en matière d'endettement ; maintenir les tarifs le plus bas possible ; et réduire la variabilité des tarifs d'une année à l'autre. Le plan actuel prévoit la réalisation du ratio d'endettement minimal de 80/20 en 2027 et illustre les augmentations tarifaires qui seraient nécessaires pour maintenir un niveau d'endettement légèrement inférieur à l'objectif minimum pour la période restante du plan.

Comme il a déjà été mentionné, il y a de l'incertitude considérable concernant le plan décennal. Énergie NB est sujette à une variabilité importante de ses bénéfices nets. Cette variabilité inhérente est plus prononcée dans le contexte du plan décennal. Cette variabilité a été particulièrement évidente ces dernières années ; des augmentations de coûts considérables constatées lors de l'élaboration du plan décennal précédent ont été réduites ou atténuées dans le plan actuel des conditions du marché ou des prévisions du prix du marché. Le plan décennal est mis à jour chaque année pour tenir compte de nouvelles estimations du prix des matières premières, des taux d'intérêt et du cours des devises étrangères, il faut s'attendre à une variabilité annuelle des projections financières. Par conséquent, le plan décennal doit être considéré à des fins informatives et non comme un plan fini. À tout le moins, le plan décennal montre que l'augmentation tarifaire demandée pour l'exercice 2020-2021 est appropriée et conforme aux principes précédemment établis pour l'élaboration d'une stratégie tarifaire.

Les sections suivantes, ainsi que les annexes, contiennent des renseignements supplémentaires sur les détails du plan décennal et les hypothèses sous-jacentes.



## Présentation de l'entreprise

Énergie NB est une société d'État et un mandataire de la Couronne responsable de la production, du transport et de la distribution de l'électricité partout au Nouveau-Brunswick. Énergie NB compte plus de 2 500 employés à l'échelle de la province qui sont dévoués à fournir de l'énergie à plus de 400 000 clients directs et indirects à l'aide de 21 000 kilomètres de lignes de distribution, de sous-stations, de postes, et de postes de sectionnement reliés par plus de 6 900 kilomètres de lignes de transport. Énergie NB a mis au point l'un des parcs de production d'électricité les plus diversifiés de l'Amérique du Nord pour répondre aux besoins quotidiens et saisonniers très uniques des Néo-Brunswickois en matière d'énergie. Les besoins en matière d'électricité sont comblés par 14 centrales dans la province, par de l'énergie éolienne et d'autres sources fournies par un tiers par l'intermédiaire d'accords d'achat d'énergie, ou par importation de provinces voisines lorsque les marchés de l'électricité sont favorables.

Énergie NB a quatre divisions d'exploitation principales :

- La division de *Service à la clientèle* de distribuer de l'énergie sûre et fiable à un tarif raisonnable aux clients.
- La division de *Production* exploite et entretient l'un de parcs de production les plus diversifiés, composé de 13 centrales hydroélectriques, au charbon, au mazout et au diesel.
- La division *Nucléaire* exploite et entretient la centrale nucléaire de Point Lepreau (CNPL), la seule centrale nucléaire au Canada atlantique.
- La division *Transport et Exploitant de réseau* exploite et entretient des postes et postes de sectionnement reliés par des lignes de transport, et veille au maintien d'un réseau électrique fiable.

Les Services généraux assurent l'orientation stratégique, les communications, les finances, les ressources humaines, la conformité environnementale, les services juridiques et le soutien à la chaîne d'approvisionnement et d'autres services au sein de la société.

La Corporation de commercialisation d'énergie du Nouveau-Brunswick, une société affiliée en propriété exclusive d'Énergie NB, exerce des activités de commercialisation de l'énergie sur les marchés de l'extérieur du Nouveau-Brunswick, tant pour acheter de l'électricité aux fins d'alimenter la charge à l'intérieur et à l'extérieur du Nouveau-Brunswick que pour vendre à d'autres provinces l'énergie excédentaire produite au Nouveau-Brunswick.

Le seul propriétaire et actionnaire d'Énergie NB, une société d'État provinciale, est le gouvernement du Nouveau-Brunswick. Énergie NB relève du gouvernement par le ministre du Développement de l'énergie et des ressources. Les attentes du gouvernement sont exprimées par le biais de lois, de politiques et de lettres de mandat.

Pour obtenir plus de renseignements sur Énergie NB, veuillez consulter le site Web de la société : [www.energienb.com](http://www.energienb.com).

## Mandat

Le mandat d'Énergie NB, tel que défini par la *Loi sur l'électricité*. En particulier, l'article 68 oriente :

- les tarifs appliqués par Énergie NB pour les ventes d'électricité dans la province ;
- la gestion et l'exploitation des ressources et des installations d'Énergie NB aux fins de l'approvisionnement, de la transmission et de la distribution d'électricité dans la province.

La *Loi sur l'électricité* prévoit aussi que, dans la mesure du possible, les tarifs appliqués par Énergie NB pour les ventes d'électricité dans la province soient maintenus le plus bas possible et que les modifications tarifaires demeurent stables et prévisibles d'année en année.

En outre, au moyen d'une lettre de mandat, le ministre a confié les responsabilités suivantes à Énergie NB :

- Maintenir et créer des emplois dans le secteur des ressources de façon plus viable en matière d'économie ;
- Travailler avec les autres provinces de l'Atlantique et les administrations voisines afin d'accroître la coopération régionale ;
- Travailler avec le gouvernement fédéral relativement aux investissements continus et aux questions liées à l'énergie ;
- Atteindre les cibles de réduction de la dette établies dans le plan décennal d'Énergie NB ;
- Protéger et améliorer l'environnement.

## Stratégie

Énergie NB a pris un engagement à l'égard d'une vision de l'électricité durable pour les générations futures. La mission d'Énergie NB est d'être le partenaire de choix de ses clients en matière de solutions énergétiques. Quatre valeurs fondamentales sont essentielles à sa réussite : la sécurité, la qualité, la diversité et l'innovation.

Selon le mandat établi, le conseil d'administration d'Énergie NB a élaboré une orientation stratégique de la Société, en tenant compte des possibilités et des risques émergents. Les objectifs stratégiques constituent le fondement des plans d'affaires, des décisions d'investissement et des initiatives commerciales d'Énergie NB qui leur permettront de continuer à fournir de l'énergie durable aux générations futures. Trois objectifs stratégiques ont été établis pour orienter les actions de la société de service public et lui permettront de réaliser sa mission et sa vision.

### **Stratégie no 1 : *Nous hisser parmi les meilleurs dans notre domaine***

Énergie NB demeure résolue à devenir l'un des services publics les plus performants en Amérique du Nord. Pour devenir une entreprise de service public à haut rendement, Énergie NB doit exceller dans des domaines stratégiques, notamment la sécurité, le service à la clientèle, l'organisation, la fiabilité et l'environnement. Afin de renforcer ses efforts pour atteindre l'excellence, Énergie NB a établi un cadre d'excellence qui l'aidera à tracer une voie pour devenir un exécutant de quartile supérieur au fil du temps. This framework will help NB Power to chart a path to becoming top quartile in these key areas over time.

### **Stratégie no 2 : *Réduire notre dette pour investir dans l'avenir***

Énergie NB s'est engagée à réduire sa dette sur la période du plan décennal de sorte qu'elle soit financièrement en mesure d'investir dans de nouvelles infrastructures de production et de transport, au besoin, qui assureront la stabilité des tarifs pour le Nouveau-Brunswick. En réduisant sa dette, Énergie NB améliorera sa structure du capital et atténuera les risques liés à l'augmentation des taux d'intérêt et s'assurera de disposer de la souplesse financière nécessaire pour prendre les décisions qui s'imposeront en matière d'investissement.

### **Stratégie no 3 : *Réduire et déplacer la demande d'électricité***

La consommation d'énergie au Nouveau-Brunswick est très saisonnière et peut aussi varier considérablement à certains moments de la journée. Le Plan intégré des ressources (PIR) fournit un aperçu des besoins en énergie de la province pour les 25 prochaines années. Selon les prévisions actuelles, nous devons nous attaquer au problème d'offre et de demande à l'intérieur de cette période de temps. Les technologies émergentes et les facteurs environnementaux apportent également des changements au secteur et au marché de l'énergie. Dans le cadre de cette stratégie et des initiatives qui y sont associées, Énergie NB investira dans les technologies, sensibilisera les clients et fera la promotion de l'efficacité, ce qui contribuera à réduire et à déplacer la demande d'électricité en vue de reporter les prochains gros investissements dans la production.

Par la réalisation de ces trois objectifs stratégiques, Énergie NB continuera de fournir des résultats positifs à la province du Nouveau-Brunswick et à ses clients et se positionnera en tant que chef de file en matière d'innovation du secteur de l'électricité en Amérique du Nord. Pour obtenir plus de renseignements sur le plan stratégique d'Énergie NB, veuillez consulter le site Web de la société en cliquant sur ce lien :

<https://www.nbpower.com/en/about-us/accountability-reports/strategic-plans/>.

## Plan intégré des ressources (PIR)

Tel qu'il est énoncé dans la *Loi sur l'électricité*, Énergie NB est tenue d'établir un plan intégré des ressources (PIR) couvrant une période d'au moins 20 ans et d'en faire la mise à jour tous les trois ans. Le PIR est un plan à long terme qui tient compte des intérêts économiques, environnementaux et sociaux à long terme, ainsi que de diverses préoccupations connexes. Le PIR le plus récent a été préparé en 2017 et s'étend jusqu'à l'exercice 2041-2042. Pour consulter le PIR 2017, veuillez consulter le site Web d'Énergie NB : <https://www.nbpower.com/en/about-us/accountability-reports/strategic-plans/>

Voici certaines des principales considérations et hypothèses prises en compte dans le PIR 2017 :

- Le PIR comprend un calendrier de réduction de la capacité et de l'énergie vigoureuse, mais rentable qui devrait permettre de réaliser des économies d'environ 620 MW et 2,3 TWh d'ici 2041-2042.
- Le *Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables* du Nouveau-Brunswick vise, d'ici 2020, l'approvisionnement de 80 MW en ressources communautaires d'énergie économique pour le programme de production locale d'énergie renouvelable à petite échelle (PLERPE), et de 13 MW pour la production intégrée des clients. Ces programmes, ainsi que l'initiative Éconergie NB, nous aideront à satisfaire la Norme de portefeuille renouvelable de 40 pour cent.
- Les taux d'émissions de gaz à effet de serre (GES) pour la période de planification du PIR sont restés sous le seuil antérieur de 2005.
- Le PIR suppose que les projets de prolongation de la durée de vie des centrales de Millbank et de Sainte-Rose ont été effectués puisque c'était le choix le plus économique pour les exigences de charge maximale continue face à leur retrait en 2031.
- L'exploitation continue de la centrale de Mactaquac se reflète dans les activités d'atteinte de durée de vie aboutissant en 2068<sup>3</sup>.
- La CNPL devrait être remplacée en nature à la fin de sa durée de vie utile prévue en 2040.

La période de planification pour le PIR 2017 couvre la période allant jusqu'à 2041-2042, ce qui comprend le retrait des centrales de Point Lepreau, de Belledune, et de Coleson Cove. Nous reconnaissons que d'autres investissements substantiels pourraient être nécessaires pour remplacer ces centrales. Bien que des hypothèses concernant le remplacement aient été faites, Énergie NB cherche des façons de répartir cet investissement sur une plus longue période.

L'analyse du PIR fait partie d'un processus continu qui exige des mises à jour périodiques de la charge et des ressources à mesure que la situation change et évolue au fil du temps. Énergie NB continue de surveiller les options et les coûts d'approvisionnement de technologies existantes, ainsi que les technologies émergentes pour faire en sorte de toujours avoir accès aux dernières informations pour les prochains PIR, puisque les futurs besoins d'approvisionnement approchent.

Un sommaire des principales activités pour satisfaire les futurs besoins en ressources prises en compte dans le PIR 2017 est présenté dans la figure 2.

---

<sup>3</sup> Une analyse à l'appui de l'option d'atteinte de durée de vie utile de Mactaquac a été réalisée et sera présentée à la CESP dans le cadre d'une demande séparée.

**Figure 2 : Plan intégré des ressources**

Exercice financier	Plan intégré des ressources	Fermetures prévues
2018	Initiative Éconergie NB (-621 MW sur la période)	
2019		
2020	Production intégrée (+13 MW) PLERPE (+80 MW)	
...		
2025		Grandview (-95 MW)
2026		Grand Manan (-26 MW)
2027		Bayside (-277 MW)
...		
2031	Millbank / Ste-Rose (+3 x 99 MW)	Millbank et Sainte-Rose (-496 MW)
2032		
2033	Atteinte de durée de vie utile de Mactaquac	
...		
2040	Remplacement en nature de Lepreau (+660 MW)	Point Lepreau (-660 MW)
2041	Gaz naturel à cycle combiné (+3 x 412 MW) Millbank / Ste-Rose (+2 x 99 MW)	Belledune (-467 MW) Coleson Cove (-972 MW)

En résumé, l'orientation stratégique recommandée par le PIR 2017 dans l'immédiat est la suivante :

- Le développement continu des programmes de PLERPE et de production intégrée des clients afin de satisfaire à la Norme de portefeuille renouvelable ;
- La poursuite de l'initiative Éconergie NB ;
- La poursuite des travaux techniques liés aux nouvelles options de production d'énergie éventuellement viables au Nouveau-Brunswick, en particulier celles touchant les ressources renouvelables.

Les hypothèses formulées dans le plan décennal sont compatibles avec le PIR mentionné ci-dessus, à l'exception des réductions de volume d'énergie et de demande en énergie attendues, qui sont plus faibles dans ce plan décennal. Les dépenses liées à la gestion de la demande entraînent des avantages à long terme. Toutefois, le fait de devoir dépenser intégralement des sommes annuellement exerce une pression accrue sur la nécessité d'augmenter les tarifs. Comme il a été mentionné plus haut, étant donné la récente décision de refuser la création d'un

compte réglementaire pour recouvrer les dépenses liées à la gestion de la demande sur une période plus longue, Énergie NB a dû réévaluer le niveau des dépenses dans le cadre de ce plan décennal afin de refléter l'équilibre des divers objectifs financiers réalisés. Les futures dépenses liées à la gestion de la demande seront évaluées plus en profondeur au moment de la prochaine mise à jour du PIR, qui doit avoir lieu au cours de la prochaine année.

## Principales hypothèses / sensibilités

Les hypothèses prises en compte dans le plan financier décennal s'appuient sur une combinaison de renseignements provenant de ressources internes, d'indicateurs de marché et de publications ou de consultants externes. La liste des principales hypothèses est fournie à l'annexe A. L'annexe B comprend un tableau des variations de coûts associées à la modification de certaines des principales hypothèses.

## Risques importants et incertitudes

Dans le cours normal des activités, le bénéfice net d'Énergie NB peut différer considérablement des résultats prévus en raison de changements liés aux facteurs tels que les prix du combustible et des achats d'énergie, le cours des devises étrangères, les taux d'intérêt, les conditions météorologiques, la production hydroélectrique et d'autres facteurs de risque. Voici certains facteurs clés qui pourraient avoir une incidence considérable sur les résultats réels.

**Facteur de capacité de la centrale nucléaire de Point Lepreau** – Les coûts de combustible et d'achat d'énergie pourraient différer considérablement si le facteur de capacité présumé de la centrale nucléaire de Point Lepreau n'est pas atteint.

**Production hydroélectrique** – La prévision est fondée sur la production hydroélectrique médiane à long terme. Lorsque la production hydroélectrique réelle est inférieure à la production prévue, d'autres combustibles plus coûteux sont utilisés pour tenir compte de l'écart. À l'inverse, lorsque la production hydroélectrique est plus élevée que prévu, l'utilisation de combustibles coûteux est réduite, ce qui diminue les coûts de production. Si la production hydroélectrique en cours d'exercice diffère considérablement de la moyenne à long terme, cela peut avoir une incidence importante sur les coûts de combustible et d'achats d'énergie.

**Contrats d'exportation** – Les prévisions du plan décennal supposent qu'Énergie NB va renouveler certains contrats d'exportation existants lorsqu'ils viendront à échéance et que ceux-ci permettront de dégager une certaine marge de profit. Le fait de ne pas être retenu dans le cadre de ces contrats ou de ne pas obtenir les marges prévues à leur renouvellement aura une incidence sur les résultats.

**Conditions du marché** – La volatilité des prix à court terme des combustibles et des achats d'énergie ainsi que du dollar canadien est gérée en grande partie par le programme de couverture financière d'Énergie NB. À moyen et à long terme, Énergie NB est assujettie aux variations des prix des matières premières et des taux de change.

**Approvisionnement en gaz naturel** – les coûts du combustible et de l'énergie achetée sont fondés sur les estimations actuelles pour le prix du gaz naturel. Le plan décennal suppose également que le gaz naturel peut provenir de l'ouest du Canada grâce à des contrats à long terme des

oléoducs de pétrole. Les résultats financiers reflètent les coûts et les avantages du gaz naturel comme source de combustible jusqu'à la fin de 2026, la fin de la durée de vie actuelle de la centrale de Bayside. Étant donné qu'aucune décision finale n'a encore été prise sur l'exploitation à long terme de la centrale de Bayside et sur la façon dont les engagements d'oléoducs seront employés après 2026, le plan actuel n'assume aucun coût ni avantage associé aux engagements d'oléoducs après 2026. Ainsi, les résultats seront touchés positivement ou négativement après 2026, lorsqu'un plan visant à tirer le meilleur parti de l'engagement de transport aura été finalisé. Les variations touchant l'approvisionnement et le prix réel pourraient contredire les hypothèses et entraîner la fluctuation des prix des combustibles et des achats d'énergie.

**Contexte économique** – Si la croissance de la charge ne correspond pas aux prévisions ou si des fermetures industrielles imprévues ont lieu, ou à l'inverse, si les prévisions ne tiennent pas compte de la nouvelle charge, cela pourra avoir une incidence importante sur les prévisions de revenus de la province.

**Taux d'intérêt** – compte tenu du niveau d'endettement d'Énergie NB, la volatilité des taux d'intérêt peut avoir une incidence considérable sur les résultats, à mesure que les émissions obligataires existantes arrivant à terme doivent être refinancées, que de nouvelles obligations doivent être émises pour financer les dépenses en immobilisations importantes, ou que les coûts de la dette fluctuent selon les variations du marché.

**Gestion du combustible nucléaire irradié et déclassement** – Les évaluations du passif et du financement pour la gestion du combustible nucléaire irradié tiennent compte des évaluations techniques actuelles. Ces évaluations comprennent les flux de trésorerie qui s'étendent sur plus de 150 ans et sont donc susceptibles d'être modifiées. Les évaluations révisées pourraient avoir une incidence sur les coûts annuels de gestion du combustible nucléaire irradié et de déclassement et sur les besoins financiers globaux.

**Cadre réglementaire** – La *Loi sur l'électricité* comprend un cadre réglementaire qui assujettit l'ensemble d'Énergie NB au contrôle réglementaire de la CESP et qui oblige Énergie NB à faire approuver ses tarifs chaque année, quelle que soit l'ampleur des changements de tarifs. Les augmentations annuelles prévues des tarifs qui figurent dans le plan décennal sont assujetties à l'approbation de la CESP. Si une certaine partie des augmentations de tarifs prévues n'est pas approuvée, les prévisions de revenus pourraient sensiblement varier. Une réduction de l'augmentation tarifaire dans les premières années du plan décennal peut avoir des répercussions importantes au cours de la période en raison de l'effet cumulatif qu'un ajustement des tarifs pourrait avoir sur les années à venir.

**Projet de Mactaquac** – Les revenus nets et le niveau d'endettement prévus sont susceptibles de changer en fonction de l'approbation finale sur l'option d'atteinte de durée de vie utile pour la centrale hydroélectrique de Mactaquac. Des modifications de l'approche recommandée ou des estimations de coûts pourraient entraîner une différence dans le calendrier et l'ampleur des dépenses en capital et des dépenses par rapport à ce qui est par ailleurs prévu dans le plan décennal.

**Coût du capital lié à l'Infrastructure de mesure avancée (IMA)** – Les résultats financiers prévus pourraient changer en fonction du moment où Énergie NB présente une nouvelle analyse de rentabilisation pour l'IMA et de l'approbation supposée de la CESP. Une modification du calendrier et de la nature de la décision pourrait entraîner des résultats financiers différents des prévisions actuelles du plan décennal.

**Fiabilité du réseau et risques connexes** – Les prévisions sont fondées sur des hypothèses précises concernant les arrêts prévus des centrales et les possibilités d'interconnexion avec les services publics voisins. Toute interruption imprévue des installations de production ou des points d'interconnexion peut entraîner des coûts supplémentaires en combustible et en achat d'énergie pour Énergie NB.

**Technologie de pointe / perturbatrice** – De nouvelles technologies continuent d'apparaître, susceptibles de modifier les activités existantes. Une telle technologie pourrait accroître les possibilités offertes par les nouveaux produits et services, mais aussi les revenus futurs provenant de sources existantes et le potentiel d'actifs bloqués, advenant une baisse importante des besoins en charge et en énergie au fil du temps.

**Événements météorologiques extrêmes** – Les événements météorologiques extrêmes peuvent avoir une incidence importante sur les résultats financiers, notamment en raison des pannes de longues durées et les coûts considérables de rétablissement.

**Dépenses liées à la gestion de la demande** – les résultats financiers pourraient changer selon les niveaux de dépenses de la période prévisionnelle. Toute modification des niveaux de dépenses de gestion de la demande aurait une incidence sur les revenus, les coûts du combustible et d'achat d'électricité, ainsi que les dépenses liées à l'EEA, ce qui pourrait avoir une incidence considérable sur les résultats.

**Coûts du carbone / changement climatique** – le plan décennal comprend une disposition sur les coûts potentiels du carbone fondée sur le système de tarification soumis au gouvernement fédéral comme solution de rechange pour le Nouveau-Brunswick en matière du système de tarification fondé sur le rendement du gouvernement fédéral. Le gouvernement fédéral est en cours d'évaluation du plan proposé. S'il n'est pas accepté, Énergie NB sera soumise à des coûts de carbone plus élevés en vertu de son système de tarification. La mise en œuvre des mesures relatives aux changements climatiques, par exemple l'élimination précoce du charbon, au cours de la période de prévision pourrait avoir une incidence importante sur les coûts du combustible et des achats d'énergie, les gains à l'exportation ou les besoins futurs en immobilisations.

## Besoins en revenus

Les revenus d'Énergie NB dépendent des coûts des combustibles et des achats d'énergie, des coûts nécessaires pour exploiter et entretenir la société, des investissements en capital, des coûts nécessaires pour les activités d'exploitation et les investissements, et de la reprise des soldes des comptes de report réglementaires. Les revenus prévus d'Énergie NB, les charges et les bénéfices nets pour la période décennale sont présentés dans la figure 3.



**Figure 3 : Prévisions des besoins en revenus**

Exercice se Terminant le 31 Mars (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Revenus</b>										
Ventes d'Énergie										
Dans la Province	\$ 1,496	\$ 1,530	\$ 1,567	\$ 1,616	\$ 1,643	\$ 1,669	\$ 1,699	\$ 1,727	\$ 1,767	\$ 1,805
Hors Province	196	179	183	170	174	179	169	167	171	176
Produits Divers	88	87	89	90	94	99	102	106	111	113
<b>Total des Revenus</b>	<b>1,780</b>	<b>1,795</b>	<b>1,839</b>	<b>1,876</b>	<b>1,910</b>	<b>1,947</b>	<b>1,970</b>	<b>2,000</b>	<b>2,049</b>	<b>2,093</b>
<b>Charges</b>										
Combustible et Achats d'Énergie	625	590	637	629	679	637	689	681	734	724
Frais d'Exploitation, d'Entretien et d'Administration	507	511	524	531	529	546	542	557	562	582
Dépréciation	332	341	342	350	353	353	347	373	403	418
Impôts	49	50	51	52	53	54	56	57	58	59
<b>Total des Dépenses</b>	<b>1,515</b>	<b>1,496</b>	<b>1,558</b>	<b>1,563</b>	<b>1,614</b>	<b>1,590</b>	<b>1,633</b>	<b>1,668</b>	<b>1,757</b>	<b>1,783</b>
Bénéfice avant les Éléments ci-Dessous	265	299	281	313	296	357	337	332	292	311
Frais Financiers et Charges de Désactualisation	210	207	198	195	187	182	166	179	196	212
Reports Réglementaires	14	12	10	16	40	42	40	41	43	45
<b>Bénéfice Net</b>	<b>\$ 41</b>	<b>\$ 81</b>	<b>\$ 72</b>	<b>\$ 102</b>	<b>\$ 68</b>	<b>\$ 134</b>	<b>\$ 131</b>	<b>\$ 111</b>	<b>\$ 53</b>	<b>\$ 53</b>

**Ventes d'énergie dans la province**

La charge au Nouveau-Brunswick devrait connaître une croissance d'environ 0,6 pour cent au cours de la période du plan décennal. La croissance normale est partiellement compensée par l'effet des programmes de l'initiative Éconergie NB. Pour obtenir plus de renseignements sur les exigences de charge prévues et la croissance prévue de la charge, voir la section « Charge dans la province ».

L'augmentation des ventes à l'intérieur de la province au cours de cette période est principalement attribuable à l'augmentation tarifaire envisagée. Des augmentations tarifaires annuelles entre 1,5 pour cent et 2,0 pour cent sont modélisées chaque année pour la période du plan décennal pour réaliser la structure financière visée d'au moins 20 pour cent de capitaux propres. Les augmentations tarifaires prévues sont toutefois incertaines, car les divers facteurs décrits dans la section « Risques importants et incertitudes » peuvent avoir une incidence importante sur les coûts futurs.

**Ventes d'énergie à l'extérieur de la province**

Énergie NB tire parti de sa situation géographique et de son parc de production diversifié afin de vendre le surplus d'énergie dans les territoires voisins comme l'Île-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse, le Québec et la Nouvelle-Angleterre. Les ventes à l'extérieur de la province sont un avantage pour les clients dans la province ; sans ces ventes, les tarifs seraient plus élevés en raison de marge positive générée par les possibilités de ventes. Le plan décennal suppose que certaines relations contractuelles d'exportation sont maintenues dans le temps et que la capacité excédentaire est utilisée pour exporter de l'énergie lorsqu'il est économique de le faire. Une évaluation a été menée sur la capacité prévue de

conserver ou de renouveler les contrats d'exportation existants pour la période de prévision, compte tenu de la relation historique d'Énergie NB avec les parties et de tout avantage ou manque d'avantages concurrentiels sur le marché qu'Énergie NB pourrait avoir. Les prévisions ne tiennent pas compte des nouveaux contrats d'exportation et d'autres ententes de vente, mais elles reflètent les besoins prévus de charge d'exportation.

Les ventes à l'extérieur de la province ont initialement diminué au cours de la période de prévision en raison des prix supposés du renouvellement des contrats et de l'incidence estimée d'un marché de plus en plus concurrentiel. Les montants des ventes augmentent ensuite généralement avec le temps en raison de l'augmentation des coûts des combustibles et des achats d'énergie nécessaire pour satisfaire les besoins de charge d'exportation, ce qui a une incidence sur les prix de ventes supposés. Les ventes à l'extérieur de la province sont toutefois sujettes à certaines variations d'un exercice à l'autre compte tenu de l'impact des arrêts d'entretien prévus aux deux ans pour la centrale de Point Lepreau après 2021.

### **Revenus divers**

Les revenus divers sont constitués principalement de revenus provenant de la location de chauffe-eau, du tarif de transport, de frais de branchement et de frais supplémentaires, de frais de fixation de poteaux, de travaux de tiers effectués pour d'autres services publics, de la contribution des clients et des revenus prévus découlant de nouveaux produits et services. Le plan décennal comprend une évaluation générale de l'augmentation de la marge attribuée aux nouvelles offres de produits et services. Le montant de ces revenus et le moment où ils seront touchés sont susceptibles de changer selon le succès des produits et services offerts, de leurs particularités et du calendrier de mise en œuvre définitif. L'augmentation des revenus divers au cours la période en question est principalement attribuable à l'augmentation prévue de la marge des revenus associés aux nouveaux produits et services, à l'augmentation des revenus associés aux tarifs de transport, et à d'autres augmentations générales associées à l'augmentation prévue.

### **Combustible et achats d'énergie**

Les dépenses pour les combustibles tiennent compte du coût du pétrole, du charbon, du coke de pétrole, du gaz naturel et du carburant diesel utilisés dans les centrales thermiques d'Énergie NB ainsi que du coût de l'uranium utilisé à la centrale nucléaire de Point Lepreau. Énergie NB achète de l'énergie et de la capacité en vertu d'ententes intraprovinciales d'achat à long terme d'énergie éolienne, hydroélectrique, de biomasse et de générateurs au gaz naturel, en plus d'acheter sur le marché de l'électricité provenant de services publics de territoires voisins.

Les dépenses pour les combustibles et les achats d'énergie au cours de la période de prévision sont dépendent de :

- La variation de la charge dans la province et du volume des ventes à l'exportation ;
- La variation du prix des matières premières, du prix courant prévu, et des taux de change des devises étrangères ;
- Les changements dans la disponibilité et la source d'un approvisionnement en gaz naturel ;
- Les arrêts d'entretien biennal à la centrale nucléaire de Point Lepreau (après 2021) ;
- Les arrêts d'entretien biennal à la centrale de Belledune ;
- La modification des sources d'approvisionnement en raison des fermetures prévues dans le PIR.

Comme il déjà été mentionné, les dépenses en combustibles et en achats d'énergie sont fondées sur les prévisions des prix des matières premières, du prix courant prévu, et des taux de change des devises étrangères au moment de la préparation du plan décennal. Toute modification de ces hypothèses peut avoir une incidence importante sur les prévisions sur les dépenses en combustibles et en achats d'énergie.

### **Coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA)**

Les coûts d'EEA comprennent la main-d'œuvre, le matériel, les services de fournisseurs, les déplacements, les assurances et les autres coûts associés à l'exploitation et la gestion de la société. Énergie NB est résolue à améliorer continuellement ses processus et à gérer les coûts par le biais d'exams de processus et de l'efficacité, la collaboration régionale, l'amélioration de la technologie et de l'automatisation.

En général, les dépenses d'EEA devraient augmenter chaque année en raison de l'inflation, dont la prévision est de deux pour cent. Les autres variations d'un exercice à l'autre reflètent dans une large mesure le cycle des arrêts d'entretien biennal à la centrale nucléaire de Point Lepreau et à la centrale de Belledune, qui se traduit par une allocation plus élevée au capital au cours d'une année d'arrêts d'entretien et des variations des dépenses annuelles liées à l'initiative Éconergie NB. L'augmentation des dépenses d'EEA est en partie compensée par une augmentation prévue des économies liées à l'amélioration des processus, entraînée par des économies liées à l'initiative Éconergie NB et notre engagement vers l'amélioration continue. Au cours de la période du plan décennal, les économies liées à l'amélioration des processus passent d'environ 30 millions de dollars à plus de 50 millions de dollars chaque année, ce qui comprend les économies liées aux initiatives d'approvisionnement stratégique et celles liées au déploiement prévu de l'IMA.

### **Dépréciation**

Les frais de dépréciation sont déterminés par les investissements d'Énergie NB dans les actifs et sont fondés sur la durée de vie utile, et la méthode de dépréciation linéaire. Les frais de dépréciation tiennent compte également des frais au revenu attribuables au futur déclassement des centrales et à la gestion du combustible nucléaire irradié. Les frais de dépréciation varient au cours de la période de prévision en raison des investissements continus dans les centrales, des dépenses en immobilisation liées à l'initiative Éconergie NB, et des investissements dans l'infrastructure de Transport et Distribution. Les frais de dépréciation augmentent à la fin de la période principalement en raison du début de la dépréciation du projet de Mactaquac.

### **Impôts**

Énergie NB est assujettie à l'impôt foncier ainsi qu'aux impôts sur les services publics et les emprises. Les impôts sont présumés augmenter à deux pour cent au cours de la période de prévision.

### **Frais financiers et autres revenus**

Énergie NB utilise une combinaison de dettes à long et à court terme pour financer ses activités, et la totalité du capital et des intérêts sont payables au gouvernement du Nouveau-Brunswick. Par conséquent, Énergie NB engage des frais de gestion du portefeuille de la dette (0,65 % de la dette impayée à la fin de l'exercice précédent) qui est également payable au gouvernement du Nouveau-Brunswick à la suite de ces accords d'emprunt.

D'autres composantes de frais financiers compensent les intérêts débiteurs et les frais de gestion du portefeuille de la dette. Cela comprend les revenus de placement, les gains sur les fonds d'amortissement et les intérêts intercalaires, qui capitalisent les intérêts débiteurs liés aux fonds dépensés sur des projets d'immobilisations non encore en service (travaux en cours). Les frais financiers comprennent également des charges qui reconnaissent la valeur temporelle de l'argent en ce qui a trait aux dépenses prévues pour les dettes relatives au déclassement et à la gestion du combustible nucléaire irradié. Il s'agit essentiellement d'une charge de désactualisation annuelle appliquée sur le solde du passif prévu pour ces éléments.

Au cours de la période de prévision, les taux d'intérêt à long et à court terme devraient augmenter, ce qui entraînera une augmentation des intérêts débiteurs. Les charges de désactualisation augmentent aussi au fil du temps en raison de l'augmentation du solde du passif. Ces augmentations de coûts sont compensées en tout ou en partie par une réduction de l'endettement globale et par l'augmentation des revenus de placement et des gains sur les fonds d'amortissement. Les frais financiers commencent à augmenter vers la fin de la période en raison du fait qu'une partie des coûts financiers associés au projet de Mactaquac n'est plus capitalisée dans le projet, car certaines composantes sont supposées être mises en service.

#### **Rajustements nets des soldes de reports réglementaires**

Les variations annuelles nettes des soldes réglementaires sont principalement fonction des deux comptes réglementaires existants et d'un compte réglementaire supposé être établi. Les comptes réglementaires qui ont une incidence sur les résultats du plan décennal sont les suivants :

- *Remise à neuf de la CNPL (existant)* — Conformément à la *Loi sur l'électricité*, l'augmentation de certains coûts engagés au cours de l'arrêt pour la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau a été calculée comme un actif réglementaire et sera amortie et recouvrée auprès des clients sur la durée de vie utile de la centrale remise à neuf (prévue en 2040). Le montant des dépenses pour ce compte augmente avec le temps, à mesure que les frais financiers assumés associés au coût du report diminuent à mesure que les montants sont recouverts par les clients.
- *Règlement PDVSA<sup>4</sup> (existant)* — En août 2007, la CESP a approuvé la création d'un compte de report réglementaire pour retourner aux clients les avantages du règlement de la poursuite contre PDVSA de façon échelonnée sur une période de 17 ans jusqu'en 2024. En 2025, les variations nettes des soldes réglementaires augmentent à mesure que l'avantage alloué aux clients découlant du règlement PDVSA soit achevé en 2024, tandis que le montant des avantages réels est comptabilisé sur la durée de vie prévue de la centrale de Coleson Cove (2041).
- *Annulation des compteurs (proposé)* - dans le cadre du déploiement prévu de l'IMA, certains coûts liés aux compteurs existants sont prévus être radiés à mesure que les compteurs sont retirés du service et remplacés par des compteurs intelligents avant la fin de leur durée de vie utile prévue. À des fins de planification, une partie de ces dépenses est prévue être reportée, et les dépenses restantes réparties également au cours de la période de de cinq ans entre 2022 et 2026. L'établissement d'un tel compte de report doit être approuvé par la CESP.

---

<sup>4</sup> Petróleos de Venezuela, S.A.

## Charge dans la province

Au cours de l'été de 2019, Énergie NB a réalisé une prévision décennale de la charge pour la période 2020-2021 à 2029-2030. Les principales hypothèses utilisées dans ces prévisions comprennent :

- Une croissance moyenne du produit intérieur brut de 0,8 pour cent par an fondée sur le rapport *Perspectives économiques* du gouvernement provincial publié en mars 2019 ;
- Des ajouts industriels majeurs connus et des changements de la charge en fonction des commentaires du gestionnaire de comptes et d'annonces publiques ;
- L'ajout d'environ 20 000 nouveaux clients résidentiels par année d'ici 2029-2030 fondé sur les tendances de croissance de la clientèle et des projections démographiques ;
- Des conditions météorologiques normales (4 618 degrés-jour de chauffage) sur le fondement d'une moyenne mobile établie selon les 30 dernières années ;
- L'intégration du chauffage électrique, du chauffage de l'eau et de la climatisation de l'air selon le Sondage de planification énergétique 2018 d'Énergie NB mené auprès des clients résidentiels.
- Des estimations de réductions de consommation d'énergie découlant de l'initiative Éconergie NB, ainsi que des économies de conservation d'énergie qui ne découlent pas des programmes ;

La figure 4 affiche la charge totale prévue dans la province et sa croissance d'un exercice à un autre.

**Figure 4 : Charge prévue dans la province**

Exercice se Terminant le 31 Mars (en GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Charge dans la Province</b>										
Résidentiel	5,351	5,379	5,407	5,433	5,438	5,453	5,467	5,485	5,503	5,521
Industriel	4,258	4,303	4,387	4,630	4,624	4,620	4,613	4,606	4,600	4,591
Usage Général	2,349	2,364	2,370	2,377	2,374	2,374	2,377	2,380	2,387	2,390
Vente en Gros	1,268	1,277	1,283	1,290	1,297	1,302	1,308	1,313	1,317	1,324
Réverbères	44	45	45	45	46	46	46	47	47	47
Sous-total	13,270	13,368	13,493	13,775	13,778	13,796	13,811	13,831	13,854	13,873
Programme d'achat d'énergie renouvelable pour la grande industrie (PAERGI)	326	339	356	378	410	455	495	499	499	499
Pertes	840	845	855	865	865	862	868	870	872	873
<b>Total de la Charge dans la Province</b>	<b>14,436</b>	<b>14,552</b>	<b>14,704</b>	<b>15,018</b>	<b>15,053</b>	<b>15,112</b>	<b>15,174</b>	<b>15,201</b>	<b>15,225</b>	<b>15,246</b>
<b>Total de la Croissance de la Charge dans la Province</b>										
Résidentiel	(0.6%)	0.5%	0.5%	0.5%	0.1%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Industriel	1.8%	1.1%	2.0%	5.5%	(0.1%)	(0.1%)	(0.2%)	(0.2%)	(0.1%)	-0.2%
Usage Général	1.0%	0.7%	0.3%	0.3%	(0.1%)	0.0%	0.1%	0.2%	0.3%	0.1%
Vente en Gros	0.2%	0.7%	0.5%	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.3%	0.5%
Réverbères	0.8%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.4%	0.9%	0.4%	0.9%
<b>Total des Ventes d'Énergie dans la Province</b>	<b>0.5%</b>	<b>0.7%</b>	<b>0.9%</b>	<b>2.1%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.2%</b>	<b>0.1%</b>

## Revenus dans la province

La moyenne des augmentations tarifaires annuelles prévues et les revenus qui en résultent selon les prévisions de ventes indiquées à la figure 4 sont présentés dans la figure 5. La croissance globale de la charge contribue aux augmentations au cours de la période du plan, mais les augmentations annuelles des revenus sont largement influencées par les augmentations tarifaires annuelles prévues. Les variations de l'augmentation tarifaire annuelle prévue peuvent avoir un effet important sur les résultats financiers. Une augmentation d'un pour cent au cours de la première année du plan équivaut à environ 14,5 millions de dollars et a un effet cumulatif sur les revenus de la province de 160 millions de dollars au cours de la période selon les augmentations tarifaires supposées. Une variation d'un pour cent des taux équivaut à environ 18 millions de dollars par année d'ici la fin de la période du plan selon les augmentations tarifaires supposées.

Les futures augmentations tarifaires varieront selon la catégorie d'abonnés afin de continuer à se déplacer vers toutes les catégories d'abonnés dans un rapport produits-coûts de 0,95 à 1,05 (étendue du caractère raisonnable). Bien que les futures augmentations tarifaires puissent différer selon la classe de tarification, l'augmentation globale sera égale à l'augmentation du tarif annoncé.

**Figure 5 : Augmentations tarifaires annuelles prévues et revenus dans la province**

Exercice se Terminant le 31 Mars	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Augmentation Tarifaire Moyenne	2.0%	1.8%	1.8%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	2.0%	2.0%
Total des Ventes d'Électricité dans la Province (en millions de dollars)	\$ 1,496	\$ 1,530	\$ 1,567	\$ 1,616	\$ 1,643	\$ 1,669	\$ 1,699	\$ 1,727	\$ 1,767	\$ 1,805

## Plan d'investissement

Le plan décennal exige des dépenses en immobilisations d'environ cinq (5) milliards de dollars au cours des dix (10) prochaines années. Ce total tient compte d'un montant d'environ 1,9 milliard de dollars prévu pour la centrale de Mactaquac. Une décision finale sur les options de fin de vie utile de la centrale exige un examen réglementaire et un processus d'approbation auprès de la CESP.

Énergie NB prévoit aussi réinvestir dans les technologies et les processus pour appuyer l'initiative Éconergie NB durant la période visée par le plan. D'autres investissements continus seront également requis pour maintenir, moderniser et agrandir les actifs de production, de transport et de distribution qui produisent et fournissent l'électricité aux clients de partout dans la province. Des dispositions pour les projets de prolongation de la durée de vie utile des centrales de Belledune et de Coleson Cove figurent également dans les dernières années du plan. Une répartition des dépenses prévues est présentée à la figure 6.

**Figure 6 : Plan d'investissement décennal**

Exercice se Terminant le 31 Mars (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Projets majeurs</b>										
Mactaquac	\$ 19	\$ 19	\$ 11	\$ 24	\$ 61	\$ 69	\$ 456	\$ 389	\$ 422	\$ 428
Belledune	-	-	-	-	2	6	10	66	-	-
Coleson	-	-	-	-	-	2	6	32	30	23
<b>Projets d'Éconergie NB</b>										
Technologies de Réseau Efficace	8	16	15	7	3	1	2	2	2	2
Infrastructure de Mesure Avancée	11	22	29	10	0	1	0	0	0	0
Réseau de Communication Numérique	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Communautés intelligentes	24	7	3	0	0	0	0	0	0	0
Dépenses incorporelles	17	9	8	6	2	2	1	1	1	1.35
Dépenses Majeures pour Arrêts et Inspections	65	60	47	36	83	25	50	69	75	37
Dépenses incorporelles	2	4	8	8	3	-	6	-	-	-
Dépenses en Immobilisations Générales	208	212	229	214	218	185	178	191	243	257
<b>Total des Dépenses en Immobilisations</b>	<b>\$ 354</b>	<b>\$ 349</b>	<b>\$ 352</b>	<b>\$ 305</b>	<b>\$ 374</b>	<b>\$ 292</b>	<b>\$ 709</b>	<b>\$ 752</b>	<b>\$ 775</b>	<b>\$ 749</b>

## **Mactaquac**

Un projet d'investissement majeur au cours de la période de prévision décennale porte sur l'avenir de Mactaquac. La centrale produit environ 1,6 TWh par année et peut produire 672 MW à plein rendement. Depuis sa construction à la fin des années 1960, la centrale a fourni de l'énergie économique, fiable et sans émissions à la population du Nouveau-Brunswick. Dans les années 1980, il a été déterminé qu'une condition connue sous le nom de réaction alcaline des agrégats (RAA) provoquait le gonflement du béton dans les structures de béton existantes. Au cours des 40 dernières années, le taux de croissance de la RAA est constant et soutenu. La fin de la durée de vie utile des structures en béton de la centrale avec le programme d'entretien en vigueur actuellement prévue pour 2030, selon les évaluations de l'ingénieur, alors que la fin de la durée de vie de la centrale de Mactaquac était initialement prévue pour 2068.

Énergie NB a évalué les options pour aborder la condition projetée des structures en béton et de l'équipement et a choisi l'option d'exploiter installations de béton actuelles au-delà de 2030 jusqu'à 2068 environ, grâce à un programme d'entretien intensif modifié et le remplacement de l'équipement vieillissant (« atteinte de durée de vie utile »).

Comme il a été constaté dans le plan précédent, de nombreuses approches sont associées aux différentes options d'atteinte de durée de vie. Chaque approche a de différents montants de dépenses et des échéances diverses en ce qui concerne les dépenses en immobilisation. Tout comme le plan précédent, ce plan suppose un coût total du projet qui se situe au milieu de la fourchette des dépenses de base prévues pour l'atteinte de durée de vie. De plus, d'autres fonds ont été alloués au début du calendrier du projet pour mieux refléter les dépenses prévues au cours de ces années.

Au cours des prochaines années, Énergie NB continuera de perfectionner son plan et fera la demande d'approbations environnementales et financières appropriées.

## **Atteinte de durée de vie des centrales de Belledune et de Coleson Cove**

Le plan décennal comprend des dispositions pour la prolongation de la durée de vie prévue des centrales de Belledune et de Coleson Cove. La prolongation de la durée de vie de ces installations est cohérente avec les hypothèses utilisées pour la préparation du PIR 2017. Les dispositions incluses sont des estimations préliminaires et les montants et le calendrier des dépenses feront l'objet d'affinements ultérieurs.

## **Éconergie NB**

L'initiative Éconergie NB, anciennement appelée « programme de réduction de déplacement de la demande (REDD) » et plus récemment « Énergie intelligente NB », est un plan à long terme qui vise à atteindre l'objectif stratégique de réduire et déplacer la demande d'électricité dans la province, ce qui permettra ainsi de reporter le prochain investissement important pour la production. L'initiative Éconergie NB comprend trois composantes interdépendantes :

- *Réseau efficace* — des technologies et des logiciels pour la modernisation du réseau électrique ; la conception et de travaux d'ingénierie ; la modification des processus internes et l'amélioration des capacités commerciales nécessaires à la mise en œuvre et à l'optimisation de la technologie



- *De bonnes habitudes* – La gestion de la demande, y compris les programmes d’efficacité énergétique et de réaction à la demande
- *Solutions intelligentes* – De nouveaux produits et services qui exploitent et les initiatives de gestion de la demande et les technologies du réseau efficace, qui incitent les consommateurs à participer plus activement à leur gestion de consommation, et qui servent de nouvelles sources de revenus pour Énergie NB

Le réseau intelligent est le point de focalisation du plan d’investissement. Les nouvelles technologies « intelligentes » offertes peuvent améliorer l’efficacité, la souplesse, et la fiabilité du réseau, tout en donnant lieu à d’importants nouveaux avantages. En modernisant le réseau électrique, Énergie NB est mieux en mesure de comprendre la façon dont l’énergie est consommée et les moments où elle est consommée afin d’exploiter le réseau de façon plus efficace et d’offrir aux clients un meilleur service, de nouveaux produits et services éconergétiques, et des plans tarifaires plus souples. De plus, la modernisation du réseau établit les bases d’une vaste gamme d’avantages sur le plan de la fiabilité, y compris l’amélioration du temps de réponse aux pannes, qui est très important pour les travaux de rétablissement lors de tempêtes, et la capacité accrue d’identifier et corriger les problèmes du réseau avant que les clients ne soient touchés.

Le réseau efficace est aussi essentiel à l’expansion des sources d’énergie renouvelable et décentralisée. À mesure que des sources d’énergie viables sont intégrées au réseau électrique, Énergie NB aura un plus grand défi à relever en ce qui concerne la gestion de la variabilité afin d’équilibrer l’offre et la demande, tout en maintenant la stabilité du réseau. En intégrant des technologies intelligentes au réseau électrique, Énergie NB pourra mieux appuyer la participation des clients en ce qui concerne l’énergie renouvelable, tout en améliorant la fiabilité et l’efficacité du réseau afin d’offrir aux clients plus de choix, plus de commodité et plus de contrôle.

Les communautés énergétiques intelligentes sont une sous-catégorie du réseau intelligent. Celle-ci comprend trois projets de communautés énergétiques intelligentes qui contribueront à la conception, à l’élaboration et au succès des programmes de l’initiative Éconergie NB. Dans le cadre des projets de communautés énergétiques intelligentes, Énergie NB, effectuera le déploiement et la mise à l’essai de nouvelles technologies intelligentes et de nouveaux barèmes tarifaires, tout en collaborant avec Siemens pour créer de nouvelles plates-formes logicielles en nuage qui contrôlent et optimisent les ressources énergétiques décentralisées (RED) afin de minimiser leur impact sur le réseau local, ce qui réduira le besoin de centrales de pointe et fournira une résilience accrue pour les clients. Cela permettra aux RED de plus facilement fournir de la valeur positive aux consommateurs et à l’ensemble du réseau, et se traduira par une plus grande quantité d’énergie propre, une réduction des coûts de système, une amélioration de la résilience, et un engagement actif des consommateurs.

L’IMA est la structure fondamentale, nécessaire à la modernisation du réseau. L’IMA permet un large éventail d’avantages grâce à la communication bidirectionnelle sécurisée. Entre autres avantages, l’IMA permet aux clients d’accéder aux renseignements sur leur consommation d’énergie afin qu’ils puissent mieux gérer leurs factures. Elle permet aussi la tarification selon le temps de la journée pour encourager le déplacement de la charge, elle appuie les programmes de réaction à la demande, et elle assure la visibilité lors des pannes. Dans le cadre des activités quotidiennes d’Énergie NB, l’IMA augmentera également l’efficacité de la collecte des données des compteurs, de la facturation et des débranchements. Le temps de rétablissement du courant sera également amélioré grâce à l’IMA, qui permet de savoir quand le courant d’un client a été coupé et qui donne accès à des renseignements supplémentaires permettant de mieux repérer la cause de la panne.

Les efforts de modernisation du réseau électrique constituent la base permettant d'investir dans l'infrastructure de l'initiative Éconergie NB. Cette infrastructure contribue au développement des programmes d'efficacité énergétique et de réaction à la demande, et au développement de produits et services qui stimulent les programmes de revenus et les améliorations opérationnelles. En réciproque, les programmes de revenus, d'efficacité énergétique et de réaction à la demande, et les améliorations opérationnelles entraînent des avantages pour les clients, y compris des coûts moins élevés et une meilleure qualité de service.

### **Dépenses majeures pour arrêts et inspections**

Les dépenses majeures pour arrêts et inspections indiquent les coûts prévus pour les arrêts et les inspections planifiés dans la centrale nucléaire et les centrales thermiques d'Énergie NB. Ces coûts supposent des arrêts périodiques pour les centrales de Point Lepreau, de Belledune et de Coleson Cove, et d'autres coûts d'arrêts annuels associés aux autres centrales thermiques.

### **Dépenses incorporelles générales**

Les dépenses incorporelles générales reflètent les coûts prévus associés à divers logiciels de planification et de gestion. Les dépenses au cours de la période reflètent les besoins de mise en œuvre, de mise à niveau ou de remise à neuf des logiciels.

### **Dépenses en immobilisations générales**

Le plan d'immobilisations décennal d'Énergie NB a été développé par le déploiement de la méthodologie de gestion de projets à l'échelle de la société. Cela comprend un processus robuste à la phase d'identification d'un projet et une amélioration continue de la planification des immobilisations. Le cadre de gouvernance de l'investissement d'Énergie NB comprend des comités d'examen des immobilisations, tant au niveau des entreprises que des divisions. Le comité de niveau de l'entreprise est responsable de la surveillance du cadre de gouvernance des investissements de la société. Ce comité et les comités divisionnaires sont chargés de vérifier les besoins en capitaux dans le cadre du plan décennal.

Énergie NB prévoit des dépenses en immobilisations générales d'environ 213 millions de dollars par année, en moyenne, au cours des dix prochaines années. Des investissements continus dans les réseaux de transport et de distribution sont nécessaires pour assurer la fiabilité et la sécurité des employés et du public ainsi que pour répondre à la croissance de la clientèle dans la province. Les dépenses annuelles relatives aux technologies de l'information, à l'équipement de communication, aux véhicules, aux outils et aux autres équipements sont nécessaires pour soutenir les activités quotidiennes.

En plus des investissements en capital effectués pour assurer la continuité de nos activités, Énergie NB examine également les investissements en capital qui visent à procurer des avantages économiques, c'est-à-dire la réduction des coûts d'exploitation ou l'augmentation des revenus. Le processus de gouvernance en matière d'investissement d'Énergie NB évalue les projets éventuels dans l'ensemble de la société pour déterminer lesquels devraient être inclus dans le plan d'investissement afin de répondre aux besoins liés aux actifs dans le respect des ressources pécuniaires et humaines disponibles.

Les projets et programmes d'immobilisation d'Énergie peuvent généralement être classés ainsi :

- *Les projets de fiabilité des actifs* comprennent les projets de fiabilité et de modernisation des installations de production, des sous-stations, des postes et des réseaux de distribution visant à pallier le vieillissement de l'équipement et l'obsolescence ainsi qu'à améliorer la fiabilité. Cette catégorie comprend également l'achat de véhicules, d'outils et d'équipement ainsi que des améliorations apportées aux biens.
- *Les projets d'obligation de fournir un service* comprennent les travaux exécutés à la demande des clients, les achats de chauffe-eau et une partie des améliorations prévues du réseau qui sont liées à la croissance de la charge, à l'utilisation conjointe (c'est-à-dire à l'utilisation par d'autres services publics de la province) et à des projets de changement de route.
- *Les projets liés à la sécurité et à la conformité réglementaire* comprennent le remplacement d'actifs détériorés qui constituent un risque potentiel pour la sécurité et les projets requis pour le maintien de permis d'exploitation ou le respect d'exigences réglementaires (centrale nucléaire de Point Lepreau).
- *Les projets d'optimisation / de productivité des actifs* comprennent des projets d'amélioration qui comportent généralement une courte période de récupération et offrent des avantages et des économies à l'organisation.

## Tarification du carbone et réglementation sur les émissions

En juin 2019, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a publié « Tenir les grands émetteurs responsables : système de tarification fondé sur le rendement du Nouveau-Brunswick ». Le système de tarification du carbone proposé a été soumis au gouvernement fédéral comme solution de rechange pour le Nouveau-Brunswick en matière du système de tarification fondé sur le rendement du gouvernement fédéral, comme le prévoit le Cadre pancanadien sur la croissance propre et le changement climatique. Le système de tarification du carbone proposé par le Nouveau-Brunswick fixe un prix pour les émissions équivalentes de CO<sub>2</sub> des producteurs qui émettent plus de 50 kilo tonnes d'émissions par an et dépassent les normes de rendement suivantes :

- Pour les producteurs utilisant des combustibles solides : 820 t par GWh en 2019, 811 t par GWh en 2020, 802 t par GWh en 2021 et 793 t par GWh en 2022.
- Pour les producteurs utilisant des combustibles liquides : 800 t par GWh en 2019, 795 t par GWh en 2020, 790 t par GWh en 2021 et 785 t par GWh en 2022
- Pour les producteurs utilisant des combustibles gazeux : 420 t par GWh pour toutes les années

Le prix des émissions des producteurs qui dépassent les limites commencera à 20 dollars par tonne en 2019 et augmentera de 10 dollars par tonne chaque année pour atteindre un prix final de 50 dollars par tonne en 2022.

Le système de tarification du carbone du Nouveau-Brunswick a été intégré à la répartition dans les simulations de combustible et d'achat d'énergie, et des montants estimés sont compris dans les coûts de combustible et d'achat d'électricité. Les montants annuels compris dans le plan décennal varient d'environ de trois à huit millions de dollars par an, et s'élèvent à environ 65 millions de dollars pour la période du plan.

Le gouvernement fédéral évalue actuellement le plan de tarification du carbone du gouvernement du Nouveau-Brunswick. Si le plan n'est pas accepté, Énergie NB peut être assujettie au système de tarification fondé sur le rendement fédéral, qui tiendra compte des normes d'intensité<sup>5</sup> des émissions suivantes :

- Pour les producteurs utilisant des combustibles solides : 800 t par GWh en 2019, 650 t par GWh en 2020, décroissance linéaire jusqu'à 370 t par GWh en 2030.
- Pour les producteurs utilisant des combustibles liquides : 550 t par GWh pour toutes les années
- Pour les producteurs utilisant des combustibles gazeux : 370 t par GWh pour toutes les années

Compte tenu de la différence entre les niveaux d'intensité des émissions, Énergie NB serait soumise à des coûts plus élevés si le plan de tarification du carbone du gouvernement du Nouveau-Brunswick n'était pas accepté et si Énergie NB était soumise au système de tarification fondé sur le rendement fédéral. Cela aurait des conséquences importantes, car les estimations préliminaires achevées indiquent des coûts

---

<sup>5</sup> Source: <https://www.canada.ca/content/dam/eccc/documents/pdf/climate-change/pricing-pollution/stfr-projet-reglementaire-fr.pdf>

supplémentaires de l'ordre de trois à 67 millions de dollars par an, avec un effet cumulatif estimé à près de 380 millions de dollars pour la période du plan.

Nous reconnaissons que l'avenir de la tarification du carbone et de la réglementation des émissions demeure très incertain. Énergie NB continue de participer aux discussions nationales et provinciales sur le sujet afin de mieux comprendre les répercussions sur Énergie NB et ses clients de la voie choisie par les gouvernements fédéral et provinciaux. Actuellement, l'accent est mis sur les impacts à court terme de tout plan fédéral ou provincial de tarification du carbone. Cependant, une incertitude supplémentaire persiste également à moyen et long terme si les normes proposées sur l'élimination précoce du charbon entrent en vigueur. Une élimination accélérée du charbon amènerait Énergie NB à rechercher des options d'atténuation, telles que, entre autres, l'utilisation d'options de combustible de remplacement à la centrale de Belledune, l'adoption de la technologie de captage du carbone, l'aide au gouvernement dans la négociation d'un accord d'équivalence ou la fermeture éventuelle de la centrale de Belledune vers 2030. Toutes sont des possibilités, dont certaines pourraient être combinées, mais chacune portant potentiellement un coût important.

## Analyse de scénarios

Comme il a été déterminé, les résultats financiers prévus pour la période du plan décennal sont susceptibles de changer et d'être volatils en raison de divers risques importants et incertitudes. Certaines des incidences des modifications des hypothèses clés figurent dans le tableau des sensibilités présenté à l'annexe B, ou ont été répertoriées dans diverses sections du plan décennal.

Pour démontrer les effets éventuels des variations raisonnables sur les résultats financiers, une analyse de scénarios a été réalisée pour évaluer l'effet des variations raisonnables sur les hypothèses suivantes :

- *Production hydroélectrique* - une production hydroélectrique supérieure ou inférieure à environ 150 GWH, soit l'équivalent d'un écart type de la production médiane à long terme
- *Production nucléaire* - une amélioration du taux d'indisponibilité fortuite de deux pour cent ou de deux semaines supplémentaires d'arrêt pendant les années d'arrêt d'entretien.
- *Charge dans la province* — Les prévisions optimistes et pessimistes de la charge dans la province fondées sur le pourcentage moyen d'erreur des prévisions historiques de la charge.
- *Coûts du carbone* — l'inclusion d'un coût additionnel en fonction de l'écart estimé entre le système de tarification du carbone proposé par le gouvernement du Nouveau-Brunswick et le système de tarification fondé sur le rendement du gouvernement fédéral.

Ces éléments ont été choisis pour l'analyse des scénarios du fait qu'ils sont susceptibles de causer la variabilité des résultats financiers au cours d'une même année, ou en ce qui concerne les coûts du carbone, pourraient avoir une incidence directe sur les résultats dans un avenir proche. Ces éléments ne sont que quelques variables qui pourraient avoir d'importantes conséquences sur les futurs résultats financiers d'Énergie NB et sur les coûts aux clients. Cette analyse ne vise pas à être exhaustive, mais de démontrer les répercussions de quelques variables clés et de faire ressortir les résultats prévus qui pourraient changer.

Des scénarios pour les meilleurs et les pires cas ont été élaborés selon le changement d'hypothèses. Le scénario pour le meilleur des cas prévoit une charge élevée de la province, une production hydroélectrique élevée et une augmentation du facteur de capacité de la CNPL. Par contraste, le scénario pour le pire des cas prévoit une faible charge de la province, une faible production hydroélectrique, une augmentation du nombre de jours d'arrêt de la CNPL, et l'inclusion des coûts du carbone en fonction du système de tarification fondé sur le rendement du gouvernement fédéral dans les besoins prévus. Le plan décennal actuel a été comparé aux scénarios pour le meilleur et le pire des cas en fonction du scénario de base le plus probable.

L'analyse a donné lieu aux constatations suivantes :

- Sans changement tarifaire, le ratio d'endettement serait d'environ 94/6 à la fin de la période du plan dans le scénario négatif.
- Pour aboutir à un ratio d'endettement semblable à celui du scénario de base à la fin de la période du plan, le scénario négatif exigerait une augmentation tarifaire supplémentaire d'environ 0,93 pour cent pour toutes les années (augmentation tarifaire annuelle de 2,63 pour cent).
- Sans changement tarifaire, le ratio d'endettement serait d'environ 71/19 à la fin de la période du plan dans le scénario positif.
- Pour aboutir à un ratio d'endettement semblable à celui du scénario de base à la fin de la période du plan, le scénario positif permettrait une réduction tarifaire annuelle d'environ 0,55 pour cent pour toutes les années (augmentation tarifaire annuelle de 1,15 pour cent).

L'annexe C fournit un sommaire des résultats financiers principaux selon différents scénarios, et avec et sans de modification à la stratégie d'augmentation tarifaire proposée. Des tableaux sont également fournis pour présenter les répercussions sur la dette nette, la structure du capital, les tarifs, et les coûts aux clients.

## Annexe A — Principales hypothèses

Figure 7 : Principales hypothèses

Exercice se Terminant le 31 Mars	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Hypothèses Financières, Économiques et Relatives aux Marchés</b>										
Indice des Prix à la Consommation	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Augmentation Tarifaire Moyenne	2.00%	1.75%	1.75%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	2.00%	2.00%
Taux d'Intérêt à Court Terme	2.00%	2.30%	2.30%	2.30%	2.40%	2.60%	2.80%	2.80%	2.80%	2.80%
Taux d'Intérêt à Long Terme	3.7%	4.1%	4.1%	4.1%	4.3%	4.4%	4.6%	4.6%	4.6%	4.6%
Taux de Change (\$CA/\$US)	0.75	0.75	0.75	0.77	0.79	0.81	0.83	0.83	0.83	0.83
Prix du Mazout Lourd (\$US/baril)	58.81	60.68	60.23	60.17	60.02	59.87	59.72	61.12	62.72	64.90
Prix du Charbon (\$US/tonne) <sup>1</sup>	77.52	84.02	90.59	84.18	81.10	78.01	74.92	76.59	78.33	80.15
Prix du Coke de Pétrole (\$US/tonne) <sup>1</sup>	80.00	75.00	75.00	81.09	79.20	77.30	75.41	77.05	78.74	80.50
Prix du Gaz Naturel NYMEX - Hiver (\$US/MMbtu)	2.78	2.78	2.82	3.87	4.00	4.08	4.15	4.23	4.32	4.42
Prix du Gaz Naturel NYMEX - Été (\$US/MMbtu)	2.52	2.52	2.52	3.46	3.62	3.72	3.77	3.84	3.92	4.00
Prix du Gaz Naturel AGT - Hiver (\$US/MMbtu)	7.02	7.10	7.14	7.46	8.02	8.61	9.23	9.41	9.60	9.80
Prix du Gaz Naturel AGT - Été (\$US/MMbtu)	2.52	2.56	2.55	3.05	3.33	3.61	3.85	3.92	4.01	4.09
Prix de l'électricité, Mass Hub - Hiver (\$US/MMbtu)	56.35	54.97	55.60	58.99	62.39	65.79	69.19	70.06	71.76	73.00
Prix de l'électricité, Mass Hub - Été (\$US/MMbtu)	28.52	29.03	27.59	30.67	33.75	36.83	39.91	40.54	41.50	42.76
Économies d'Amélioration Continue (en millions de dollars)	(30)	(32)	(38)	(50)	(52)	(54)	(53)	(54)	(55)	(56)
Dispositions en Matière de Tarification du Carbone (en millions \$)	3.0	4.9	6.0	5.2	5.8	6.6	8.4	7.7	8.4	8.4
<b>Hypothèses Concernant la Charge et la Production</b>										
Ventes à l'intérieur de la province (GWh)	13,270	13,368	13,493	13,775	13,778	13,796	13,811	13,831	13,854	13,873
Ventes à l'extérieur de la province (GWh)	2,505	2,293	2,311	2,116	2,028	2,242	1,958	1,991	1,941	2,035
Facteur de Capacité de la Centrale de Point Lepreau	82%	96%	82%	96%	82%	96%	84%	96%	80%	96%
Production Hydroélectrique (GWh)	2,775	2,765	2,761	2,765	2,765	2,765	2,756	2,700	2,700	2,700
Production Thermique (GWh)	3,771	3,712	4,471	4,266	4,522	5,256	4,247	3,717	4,400	4,144
Production Nucléaire (GWh)	4,766	5,550	4,714	5,566	4,714	5,550	4,866	5,566	4,638	5,550
Achats (GWh)	5,453	4,612	4,852	4,220	4,739	3,387	4,835	4,774	4,999	4,447
<b>Total des Sources d'Approvisionnement (GWh)</b>	<b>16,765</b>	<b>16,639</b>	<b>16,798</b>	<b>16,817</b>	<b>16,740</b>	<b>16,959</b>	<b>16,704</b>	<b>16,756</b>	<b>16,737</b>	<b>16,842</b>

<sup>1</sup>. Les prix identifiés représentent les indications de prix du marché supposées, non le coût final pour l'énergie NB. Des ajustements supplémentaires des prix seraient apportés aux indications notées afin que les coûts finaux soient inclus dans les résultats prévus en fonction des conditions contractuelles, des ajouts / remises historiques, ou de la meilleure estimation de la direction.

## Annexe B — Tableau de sensibilités

**Figure 8 : Tableau de sensibilités**

Exercice se Terminant le 31 Mars (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Augmentation Tarifaire de 1 % (l'incidence annuelle)	14.7	15.1	15.5	16.0	16.2	16.5	16.8	17.1	17.4	17.8
Variation de 0,05 \$ du Taux de Change (\$CA/\$US) <sup>1</sup>	1.5	12.3	14.9	16.5	16.6	15.0	18.1	17.6	20.0	19.1
Variation de 1.00 \$ du Prix du Gaz Naturel <sup>1</sup>	5.5	11.1	19.1	19.3	17.9	14.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Variation de 5.00\$ du Prix du Charbon et du Coke de Pétrole <sup>1</sup>	2.7	5.3	4.4	4.7	5.6	6.7	8.3	7.0	8.7	8.0
Variation de 5.00 \$ du Prix des Achats d'Énergie <sup>1</sup>	5.6	7.1	8.1	5.3	11.1	8.3	15.3	15.2	16.2	13.6
Variation de 10 % du Prix de Vente à l'Exportation <sup>1</sup>	8.2	7.3	7.0	5.4	15.0	15.5	14.6	14.3	14.7	15.1
Variation de 10 % de la Moyenne à Long Terme de l'Hydroélectricité <sup>2</sup>	9.4	9.6	9.1	10.0	9.1	11.2	10.2	10.1	10.4	11.4
Variation de 1 % du Facteur de Capacité de Point Lepreau <sup>2</sup>	7.9	8.0	7.6	8.4	7.6	9.4	8.5	8.7	8.9	9.8
Variation de 1 % des Dépenses d'EEA	5.1	5.1	5.2	5.3	5.3	5.5	5.4	5.6	5.6	5.8
Variation de 1 % des Taux d'Intérêt à Long Terme <sup>3</sup>										
– Incidence sur l'Exercice en Cours	2.5	1.0	1.4	0.6	0.0	0.2	1.0	2.5	2.2	2.2
– Incidence sur l'Ensemble de l'Exercice	3.0	3.0	1.5	2.0	0.0	0.5	2.0	5.0	4.5	4.5
Variation de 1 % des Taux d'Intérêt à Court Terme	6.8	6.7	6.9	7.0	7.2	7.2	7.2	7.4	7.3	7.4
Variation de 10 % des Degrés-jours de Chauffage <sup>4</sup>	20.6	21.1	21.6	22.1	22.7	23.3	23.8	24.4	25.1	25.7
Variation de 1% du Facteur d'Actualisation pour le Déclassement Nucléaire / GCU	24.5	25.1	24.5	25.2	24.7	24.7	24.6	24.5	24.4	24.2
Variation de 1 % dans l'Investissement à Long Terme/Fonds d'Amortissement <sup>5</sup>	12.8	13.3	13.2	13.5	14.1	15.1	16.1	17.1	18.0	19.1

<sup>1</sup> La sensibilité pour l'exercice 2017-2018 est réduite en raison des contrats fermes ou des instruments financiers utilisés.

<sup>2</sup> Fondée sur le coût différentiel de l'énergie de remplacement achetée chaque année.

<sup>3</sup> Les montants indiqués pour l'incidence sur l'exercice en cours tiennent compte de l'incidence du moment des émissions obligataires. Les montants indiqués pour l'incidence sur

<sup>4</sup> L'analyse supposait un facteur de marge brute de 40%.

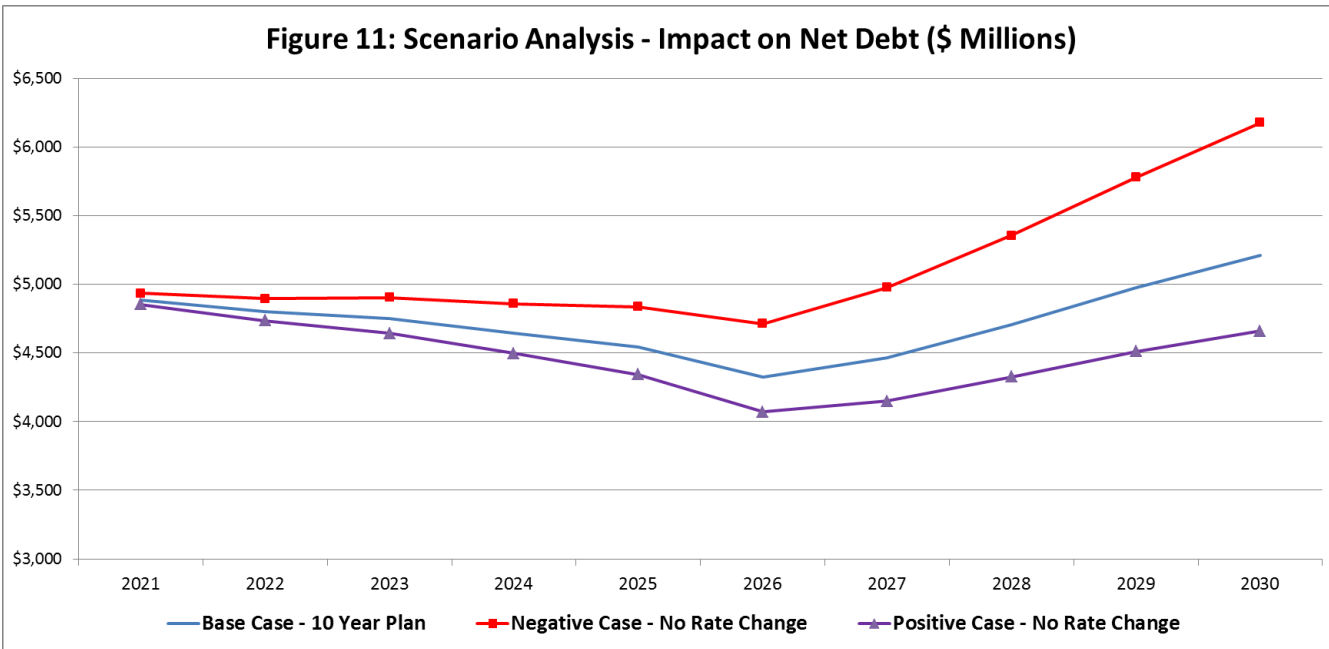
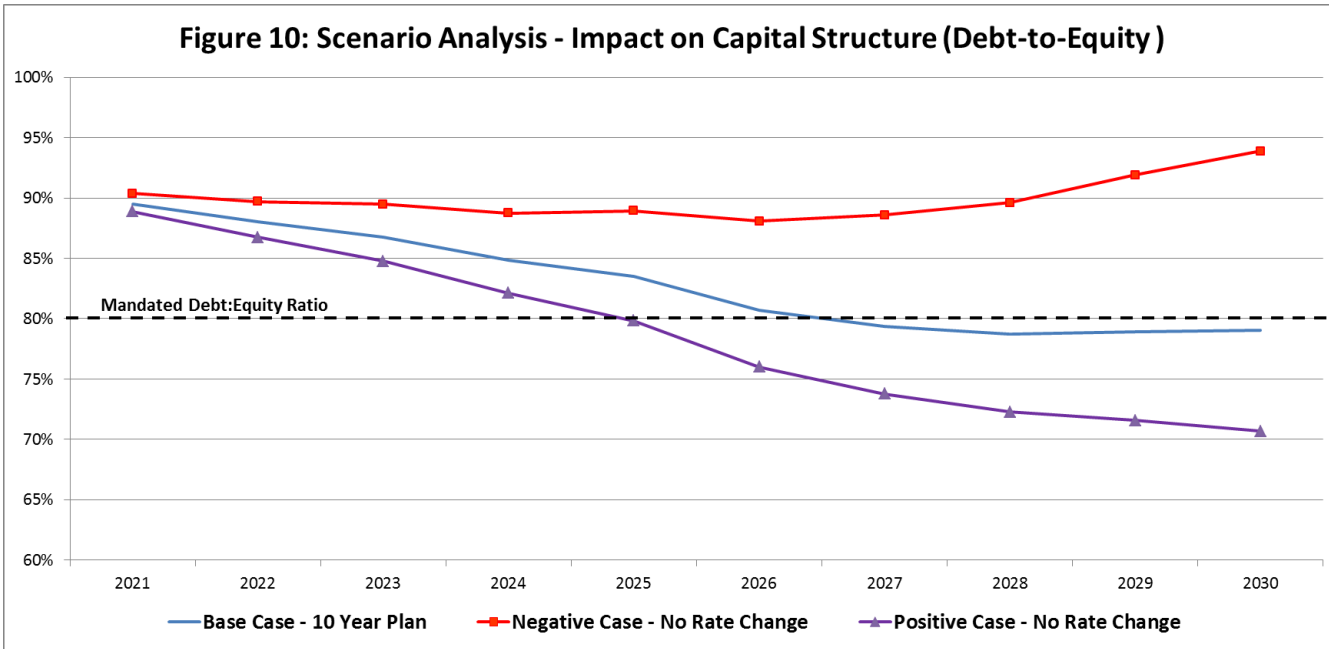
<sup>5</sup> Les montants indiqués tiennent compte de l'incidence approximative de l'année en cours d'une variation du taux de rémunération sur une base annualisée. Les montants ne



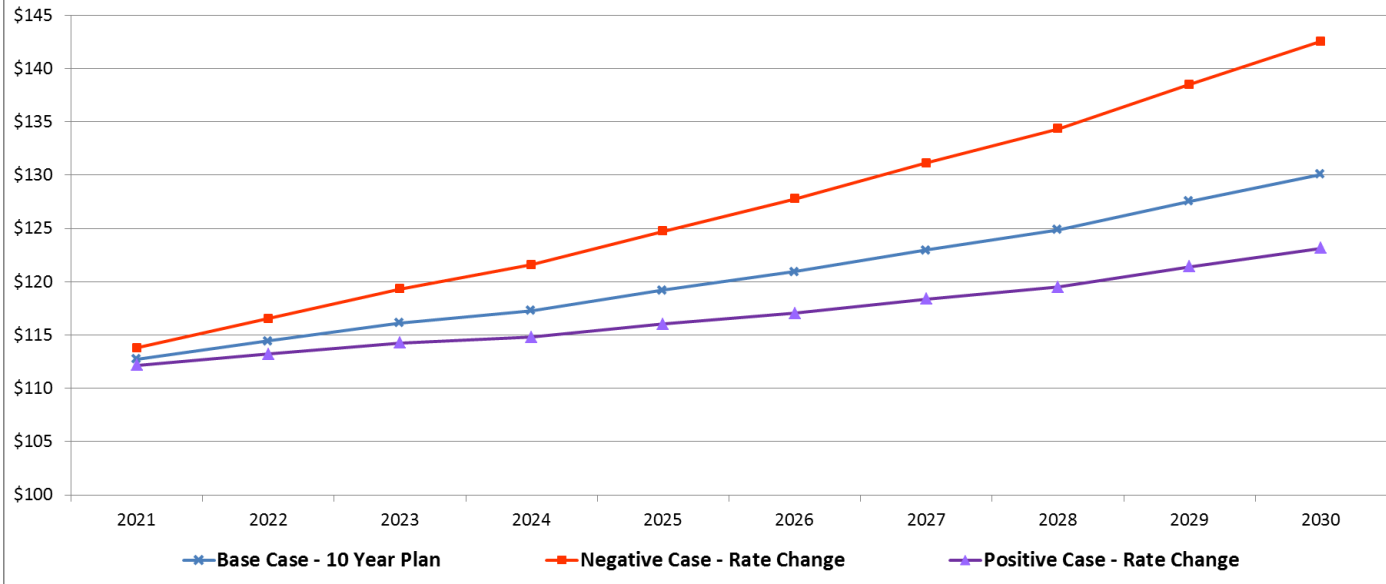
## Annexe C — Résultats de la modélisation de scénarios

Figure 9 : Analyse de scénarios – Résultats principaux des mesures financières et stratégies tarifaires exigées

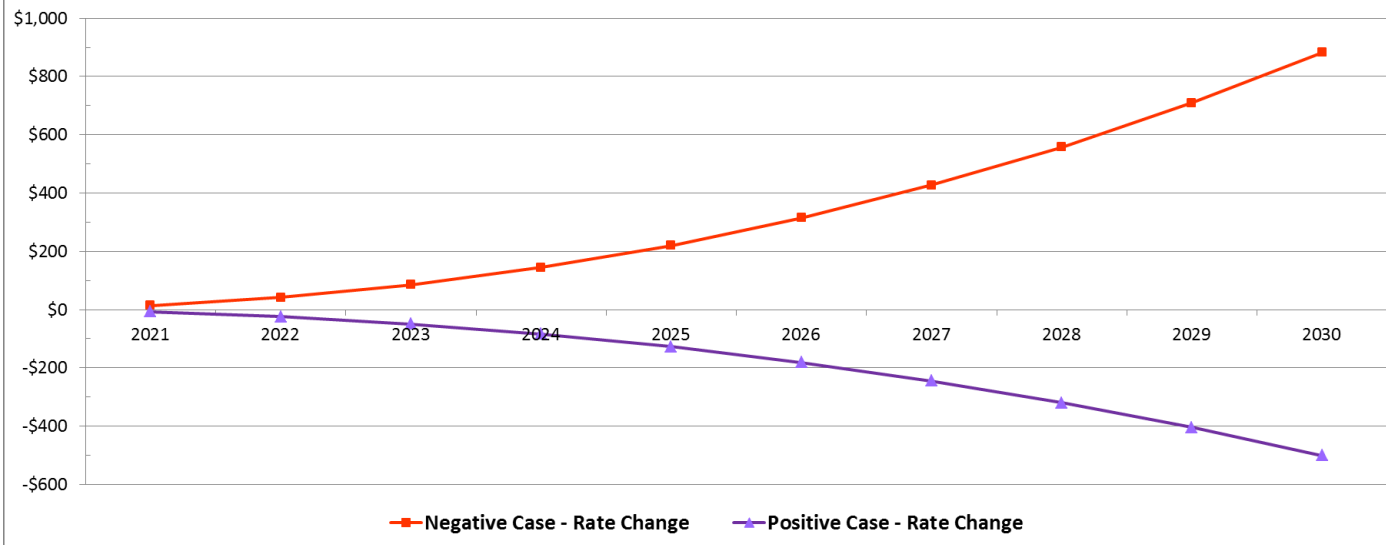
Fiscal Year Ending March 31	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Base Case - 10 Year Plan</b>										
(1) Rate Increase	2.00%	1.75%	1.75%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	2.00%	2.00%
(2) Cumulative Rate Increase	2.00%	3.79%	5.60%	7.19%	8.79%	10.42%	12.08%	13.76%	16.04%	18.36%
(3) In-Province Revenue	1,496	1,530	1,567	1,616	1,643	1,669	1,699	1,727	1,767	1,805
(4) Net Income	41	81	72	102	68	134	131	111	53	53
(5) Net Debt	4,884	4,804	4,751	4,646	4,543	4,323	4,463	4,708	4,972	5,209
(6) Change in Net Debt	(19)	(81)	(53)	(104)	(104)	(219)	139	246	264	236
(7) % Debt in Capital Structure	89.5%	88.0%	86.7%	84.8%	83.5%	80.7%	79.3%	78.7%	78.9%	79.1%
<b>Negative Case - No Rate Change</b>										
(8) Rate Increase	2.00%	1.75%	1.75%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	2.00%	2.00%
(9) Cumulative Rate Increase	2.00%	3.79%	5.60%	7.19%	8.79%	10.42%	12.08%	13.76%	16.04%	18.36%
(10) In-Province Revenue	1,496	1,530	1,567	1,616	1,643	1,670	1,701	1,729	1,770	1,807
(11) Net Income	(8)	37	13	40	(14)	35	3	(19)	(113)	(105)
(12) Net Debt	4,933	4,896	4,902	4,859	4,836	4,712	4,977	5,354	5,779	6,176
(13) Change in Net Debt	30	(37)	7	(43)	(24)	(124)	265	377	425	397
(14) % Debt in Capital Structure	90.4%	89.7%	89.5%	88.7%	88.9%	88.1%	88.6%	89.6%	91.9%	93.9%
<b>Negative Case - Rate Change</b>										
(15) Rate Increase	2.93%	2.68%	2.68%	2.43%	2.43%	2.43%	2.43%	2.43%	2.93%	2.93%
(16) Cumulative Rate Increase	2.93%	5.69%	8.52%	11.16%	13.86%	16.63%	19.46%	22.36%	25.95%	29.64%
(17) In-Province Revenue	1,510	1,558	1,610	1,675	1,719	1,763	1,811	1,858	1,919	1,977
(18) Net Income	6	65	57	103	67	137	127	127	59	95
(19) Net Debt	4,919	4,854	4,816	4,711	4,606	4,380	4,522	4,752	5,005	5,202
(20) Change in Net Debt	16	(66)	(38)	(105)	(105)	(225)	142	230	253	197
(21) % Debt in Capital Structure	90.1%	88.9%	87.9%	86.0%	84.7%	81.9%	80.5%	79.5%	79.6%	79.1%
<b>Positive Case - No Rate Change</b>										
(22) Rate Increase	2.00%	1.75%	1.75%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	2.00%	2.00%
(23) Cumulative Rate Increase	2.00%	3.79%	5.60%	7.19%	8.79%	10.42%	12.08%	13.76%	16.04%	18.36%
(24) In-Province Revenue	1,496	1,530	1,567	1,616	1,642	1,668	1,698	1,726	1,766	1,804
(25) Net Income	73	116	111	145	119	188	190	184	132	141
(26) Net Debt	4,852	4,735	4,644	4,497	4,343	4,071	4,149	4,325	4,510	4,660
(27) Change in Net Debt	(51)	(117)	(92)	(146)	(154)	(272)	78	175	185	150
(28) % Debt in Capital Structure	88.9%	86.8%	84.8%	82.1%	79.8%	76.0%	73.8%	72.3%	71.6%	70.7%
<b>Positive Case - Rate Change</b>										
(29) Rate Increase	1.45%	1.20%	1.20%	0.95%	0.95%	0.95%	0.95%	0.95%	1.45%	1.45%
(30) Cumulative Rate Increase	1.45%	2.66%	3.88%	4.87%	5.86%	6.86%	7.87%	8.89%	10.46%	12.06%
(31) In-Province Revenue	1,488	1,514	1,542	1,581	1,598	1,615	1,635	1,653	1,682	1,709
(32) Net Income	65	100	85	108	72	129	119	100	35	29
(33) Net Debt	4,860	4,760	4,695	4,585	4,478	4,264	4,413	4,672	4,954	5,216
(34) Change in Net Debt	(43)	(100)	(66)	(110)	(107)	(214)	149	259	282	262
(35) % Debt in Capital Structure	89.0%	87.2%	85.7%	83.7%	82.3%	79.6%	78.5%	78.1%	78.6%	79.1%



**Figure 12: Scenario Analysis - Impact on In-Province Average Rate (\$/MWh)**



**Figure 13: Scenario Analysis - Variance in Cumulative Revenue Requirement (\$millions)**



## Annexe D — État des flux de trésorerie et variation de la dette nette

Figure 14 : État des flux de trésorerie

Exercice se Terminant le 31 Mars (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Activités d'Exploitation</b>										
Encaissements Provenant des Clients	1,771	1,787	1,832	1,868	1,902	1,938	1,961	1,991	2,039	2,084
Trésorerie Versée aux Fournisseurs et aux Employés	(1,192)	(1,141)	(1,225)	(1,263)	(1,239)	(1,249)	(1,202)	(1,279)	(1,334)	(1,360)
Contributions des clients	15	11	3	3	3	9	3	3	3	3
Avantages postérieurs à l'emploi	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
Intérêts Versés	(233)	(228)	(223)	(221)	(214)	(214)	(215)	(230)	(249)	(267)
	<b>355</b>	<b>423</b>	<b>381</b>	<b>381</b>	<b>446</b>	<b>478</b>	<b>540</b>	<b>478</b>	<b>452</b>	
<b>Flux de Trésorerie Dégagé par les Activités d'Exploitation</b>										<b>453</b>
<b>Activités d'Investissement</b>										
Investissements en immobilisations corporelles nettes de trésoreries	(347)	(341)	(343)	(295)	(361)	(276)	(679)	(724)	(747)	(722)
Trésoreries versées nettes des trésoreries acquises lors du regroupement d'entreprises										
Retraits du fonds de gestion de combustible et de déclassé	16	21	19	8	11	11	11	11	11	11
Dépenses de trésorerie liées au déclassé	(19)	(39)	(19)	(10)	(13)	(16)	(38)	(40)	(12)	(12)
<b>Flux de Trésorerie Liés aux Activités d'Investissement</b>	<b>(350)</b>	<b>(358)</b>	<b>(344)</b>	<b>(296)</b>	<b>(362)</b>	<b>(281)</b>	<b>(705)</b>	<b>(752)</b>	<b>(748)</b>	<b>(723)</b>
<b>Activités de Financement</b>										
Produit Tiré de l'Émission de la Dette à Long Terme	300	300	150	200	-	50	200	500	450	450
Remboursement de la Dette	(365)	(400)	(233)	(300)	(50)	(200)	-	(220)	(100)	(200)
Obligation locative	(5)	(5)	(4)	(3)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Hausses/(Baisses) dans la Dette à Court Terme	(43)	35	2	22	7	(4)	10	15	(16)	23
Versements au fonds d'amortissement	(45)	(47)	(43)	(42)	(44)	(42)	(42)	(44)	(47)	(48)
Rachat des fonds d'amortissement	153	51	91	38	5	2	-	27	12	49
<b>Flux de Trésorerie Liés aux Activités de Financement</b>	<b>(6)</b>	<b>(65)</b>	<b>(37)</b>	<b>(85)</b>	<b>(84)</b>	<b>(196)</b>	<b>165</b>	<b>275</b>	<b>296</b>	<b>271</b>
Flux de Trésorerie Net Reçu/(Cédé)	-	-	-	(0)	(0)	0	0	0	0	0
Trésorerie, Début de l'Exercice	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Trésorerie, Fin de l'Exercice</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>

**Figure 15 : Énoncé de la variation de la dette nette**

Exercice se Terminant le 31 Mars (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Dette Nette à l'Ouverture	4,903	4,884	4,804	4,751	4,646	4,543	4,323	4,463	4,708	4,972
Dette Nette à la Fermeture	4,884	4,804	4,751	4,646	4,543	4,323	4,463	4,708	4,972	5,209
<b>Variation de la Dette Nette</b>	<b>(19)</b>	<b>(80)</b>	<b>(53)</b>	<b>(104)</b>	<b>(104)</b>	<b>(219)</b>	<b>139</b>	<b>246</b>	<b>264</b>	<b>236</b>
<b>Rapprochement de Comptes :</b>										
Flux de Trésorerie Dégagé par les Activités d'Exploitation	355	423	381	381	446	478	540	478	452	453
Flux de Trésorerie Liés aux Activités d'Investissement	(350)	(358)	(344)	(296)	(362)	(281)	(705)	(752)	(748)	(723)
Gains du Fonds d'Amortissement	18	21	20	23	24	27	30	32	35	38
Ajustement Lié aux Variations du Taux de Change sur la Dette USD	1	0	0	-	-	-	-	-	-	-
Amortissement des Primes et des Escomptes	(1)	(1)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)	(0)
Obligation locative	(5)	(5)	(4)	(3)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
<b>Flux de Trésorerie pour Réduire l'Endettement Net</b>	<b>19</b>	<b>80</b>	<b>53</b>	<b>104</b>	<b>104</b>	<b>219</b>	<b>(139)</b>	<b>(246)</b>	<b>(264)</b>	<b>(236)</b>

## Annexe E — État de la situation financière

Figure 16 : État de la situation financière

Exercice se Terminant le 31 Mars (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>ACTIFS</b>										
<b>Actifs à Court Terme</b>										
Trésorerie	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1
Débiteurs	275	282	287	293	299	305	311	317	323	330
Matières, Fournitures et Combustible	198	201	208	212	216	221	225	229	234	239
Charges Payées d'Avance	14	14	14	14	15	15	15	15	16	16
Tranche Actuelle des Actifs Réglementaires	7	7	7	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total des Actifs à Court Terme</b>	<b>495</b>	<b>505</b>	<b>517</b>	<b>520</b>	<b>531</b>	<b>541</b>	<b>552</b>	<b>563</b>	<b>574</b>	<b>586</b>
<b>Actif à Long Terme</b>										
Terrains, Bâtiments et Équipements	7,165	7,484	7,798	8,056	8,424	8,714	9,416	10,167	10,940	11,687
Moins : Amortissement Cumulé	(2,541)	(2,853)	(3,156)	(3,489)	(3,823)	(4,161)	(4,495)	(4,856)	(5,249)	(5,662)
Immobilisations Corporelles	4,624	4,632	4,641	4,567	4,601	4,554	4,921	5,310	5,691	6,026
Immobilisations Incorporelles	49	47	49	78	66	53	48	38	29	24
Fonds au Titre du Déclassement des Installations Nucléaires et de la Gestion du Combustible Nucléaire Irradié	815	835	859	893	926	961	997	1,035	1,076	1,118
Montant à Recevoir au Titre du Fonds d'Amortissement Actifs Réglementaires	481	497	470	497	559	626	698	747	817	854
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total des Actifs à Long Terme</b>	<b>5,969</b>	<b>6,011</b>	<b>6,019</b>	<b>6,036</b>	<b>6,152</b>	<b>6,193</b>	<b>6,664</b>	<b>7,130</b>	<b>7,612</b>	<b>8,022</b>
<b>Total des Actifs</b>	<b>6,464</b>	<b>6,516</b>	<b>6,536</b>	<b>6,556</b>	<b>6,683</b>	<b>6,734</b>	<b>7,216</b>	<b>7,693</b>	<b>8,187</b>	<b>8,608</b>
Actifs Réglementaires	858	846	836	819	779	738	698	656	613	569
<b>Total des Actifs et des Soldes Réglementaires</b>	<b>7,322</b>	<b>7,362</b>	<b>7,372</b>	<b>7,376</b>	<b>7,462</b>	<b>7,472</b>	<b>7,913</b>	<b>8,349</b>	<b>8,800</b>	<b>9,176</b>

**Figure 16 : État de la situation financière (suite)**

Exercice se Terminant le 31 Mars (en millions de dollars)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>PASSIF</b>										
<b>Passif à Court Terme</b>										
Dette à Court Terme	\$ 656	\$ 691	\$ 693	\$ 715	\$ 722	\$ 718	\$ 728	\$ 743	\$ 727	\$ 750
Créditeurs et Charges à Payer	247	253	241	184	202	183	261	270	282	279
Intérêts Courus	35	35	32	31	30	30	30	29	29	27
Tranche à Court Terme de la Dette à Long Terme	400	233	300	50	200	-	220	100	200	-
Tranche Actuelle des Passifs Dérivés	6	6	6	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total des Passif à Court Terme</b>	<b>1,344</b>	<b>1,218</b>	<b>1,272</b>	<b>980</b>	<b>1,154</b>	<b>931</b>	<b>1,239</b>	<b>1,142</b>	<b>1,238</b>	<b>1,057</b>
<b>Dette à Long Terme</b>										
Débiteures	4,310	4,378	4,229	4,379	4,180	4,232	4,213	4,613	4,864	5,314
<b>Passifs non courants</b>										
Déclassement des Centrales et Gestion du Combustible Nucléaire Irradié	1,002	1,014	1,047	1,091	1,135	1,177	1,200	1,223	1,276	1,332
Avantages Postérieurs à l'Emploi	119	120	121	121	121	120	120	120	120	121
Provisions pour Autres Risques et Charges à Long Terme	58	63	63	64	64	70	70	69	69	68
Passifs Dérivés	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-
Contrats de location	27	25	22	19	17	14	11	9	5	2
<b>Total des passifs non courants</b>	<b>1,207</b>	<b>1,223</b>	<b>1,254</b>	<b>1,295</b>	<b>1,336</b>	<b>1,382</b>	<b>1,402</b>	<b>1,421</b>	<b>1,470</b>	<b>1,522</b>
<b>Total des Passifs</b>	<b>6,861</b>	<b>6,819</b>	<b>6,755</b>	<b>6,655</b>	<b>6,671</b>	<b>6,545</b>	<b>6,854</b>	<b>7,176</b>	<b>7,572</b>	<b>7,892</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>										
Cumul des Autres Éléments du Résultat Étendu	(114)	(112)	(110)	(109)	(107)	(105)	(103)	(101)	(99)	(96)
Bénéfice Non Réparti	574	655	727	830	898	1,032	1,163	1,274	1,327	1,380
<b>Total des Capitaux Propres</b>	<b>460</b>	<b>543</b>	<b>617</b>	<b>721</b>	<b>791</b>	<b>927</b>	<b>1,059</b>	<b>1,173</b>	<b>1,228</b>	<b>1,284</b>
<b>Total du Passif et des Capitaux Propres</b>	<b>\$ 7,322</b>	<b>\$ 7,362</b>	<b>\$ 7,372</b>	<b>\$ 7,376</b>	<b>\$ 7,462</b>	<b>\$ 7,472</b>	<b>\$ 7,913</b>	<b>\$ 8,349</b>	<b>\$ 8,800</b>	<b>\$ 9,176</b>