

# Chapitre 3

## Problèmes liés à la dette d'Énergie NB

### Contenu

Résumé.....	73
Tableau des constatations et observations clés.....	74
Recommandations et réponses.....	77
Introduction .....	79
Historique de la dette d'Énergie NB.....	84
L'incidence de la dette d'Énergie NB sur la province du Nouveau-Brunswick.....	92
Contexte réglementaire d'Énergie NB.....	95
Services publics d'électricité au Canada.....	100
Paramètres financiers.....	102
Plan décennal d'Énergie NB .....	115
Augmentation annuelle des tarifs d'Énergie NB.....	124
Annexe I – Services publics comparables au Canada.....	129
Annexe II – Sociétés de services publics comparables.....	133
Annexe III – Analyse des autres ratios.....	134



# Problèmes liés à la dette d'Énergie NB

Rapport de la vérificatrice générale – Volume II, Chapitre 3 - 2020

## Pourquoi est-ce important?

- La dette d'Énergie NB s'élevait à 4,9 milliards de dollars en 2020.
- La dette d'Énergie NB a augmenté de 2 milliards de dollars depuis 2002.
- Les grands projets d'immobilisations prévus devraient coûter entre 3 et 4 milliards de dollars.
- La totalité de la dette d'Énergie NB est émise par la province du Nouveau-Brunswick.

## Principales constatations

- Énergie NB n'a pas été en mesure à faire des progrès remarquables pour atteindre le ratio d'endettement prescrit dans la loi.
- Il faudrait qu'Énergie NB réduise sa dette de 65 millions de dollars par année en moyenne pour atteindre l'objectif de 2027.
- Énergie NB a réduit sa dette de 20 millions de dollars par année en moyenne depuis l'achèvement du projet de remise en état de Point Lepreau en 2013.
- Énergie NB ne parvient pas à réduire sa dette conformément à son plan décennal.
- La méthodologie de prévision du plan décennal d'Énergie NB doit être modifiée.

## Nos constatations

### Ratio d'endettement élevé en comparaison aux pairs

- Énergie NB affiche le ratio d'endettement le plus élevé (94 %) et le pire ratio de couverture des intérêts de la moyenne sur dix ans parmi les services publics comparables au Canada.
- Aucun autre service public comparable n'a atteint un ratio d'endettement aussi élevé que 90 %. Toutes les sociétés de services publics comparables, à l'exception d'Énergie NB et de Manitoba Hydro, ont atteint leur ratio d'endettement cible au cours de la dernière décennie.
- Énergie NB affiche des hausses de tarifs plus faibles que celles des sociétés de services publics comparables dont le niveau d'endettement est élevé.

### Incidence sur la province du Nouveau-Brunswick

- Selon les agences de notation :
  - Énergie NB représente le plus grand risque éventuel de la province;
  - Le ratio d'endettement demeure très élevé comparativement aux autres services publics provinciaux.
- Il y a une incidence sur tous les Néo-Brunswickois lorsque les objectifs financiers d'Énergie NB ne sont pas atteints.
- Il existe d'importantes préoccupations en matière de pérennité, étant donné :
  - que le bénéfice net d'Énergie NB a été inférieur de 195 millions de dollars par rapport aux attentes de la province lors des quatre dernières années;
  - les grands projets d'immobilisations prévus.

### La réduction de la dette n'est pas une grande priorité

#### Des prévisions inexactes entraînent une réduction insuffisante de la dette

- Dans les plans sur 10 ans, la date d'atteinte du ratio d'endettement est toujours remise à plus tard.
- Les prévisions optimistes entraînent des prévisions inexactes du bénéfice net.
  - Le bénéfice net réel par rapport aux projections de l'année de base varie de 50 millions de dollars par année en moyenne.
  - Les coûts de carburant et d'achats d'électricité sont en moyenne de 87 millions de dollars plus élevés que prévu.
  - Incertitudes et risques majeurs non quantifiés, comme le facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau, la production hydroélectrique et les événements météorologiques majeurs.
- Dépenses en immobilisations en 2020 : 126 millions de dollars de plus que prévu dans le Plan décennal de 2017-2026.

## Tableau des constatations et observations clés

### Problèmes liés à la dette d'Énergie NB

Paragraphe	Principales constatations
	<b>Historique de la dette d'Énergie NB</b>
3.11	<i>Énergie NB devra engager des dépenses en capital élevées à l'avenir pour maintenir et prolonger la vie utile de ses actifs.</i>
3.14	<i>48 millions de dollars dépensés à ce jour pour le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac.</i>
3.15	<i>Les dépenses en capital à venir pour le Projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac sont estimées à entre 2,7 et 3,7 milliards de dollars.</i>
3.16	<i>Les futures dépenses en capital sont estimées à 84 millions de dollars pour la centrale de Belledune et à 93 millions pour la centrale de Coleson Cove.</i>
3.18	<i>En 2020, Énergie NB a été financée à 94 % par une dette totalisant 4,9 milliards de dollars.</i>
	<b>L'incidence de la dette d'Énergie NB sur la province du Nouveau-Brunswick</b>
3.20	<i>Tous les emprunts d'Énergie NB sont effectués au moyen d'obligations émises par la province du Nouveau-Brunswick.</i>
3.22	<i>Dans l'histoire récente, la province du Nouveau-Brunswick n'a jamais refusé de financement à Énergie NB.</i>
3.23	<i>Le rendement financier d'Énergie NB a une incidence sur la décision des agences de notation concernant la cote de crédit de la province du Nouveau-Brunswick.</i>
3.25	<i>S&amp;P Global est d'avis qu'Énergie NB représente le plus grand risque éventuel de la province du Nouveau-Brunswick.</i>
3.26	<i>DBRS considère la dette d'Énergie NB comme autofinancée, mais souligne que le niveau d'endettement demeure très élevé comparativement aux autres services publics provinciaux.</i>
	<b>Contexte réglementaire d'Énergie NB</b>
3.28	<i>Le contexte réglementaire du Nouveau-Brunswick comporte des composantes difficiles.</i>
3.29	<i>Toutes les sociétés de services publics comparables ont des cibles d'endettement, mais aucune autre administration canadienne n'impose dans sa législation une cible d'endettement par rapport aux capitaux propres comme facteur d'établissement des tarifs d'électricité.</i>
3.31	<i>Conformément à l'alinéa 68a) de la Loi sur l'électricité, Énergie NB vise à obtenir un rendement juste et raisonnable pour réaliser une structure financière comporte au moins 20 % de capitaux propres.</i>
3.33	<i>Conformément à l'alinéa 68c) de la Loi sur l'électricité, les tarifs appliqués doivent être maintenus aussi bas que possible et les modifications tarifaires doivent être stables et prévisibles d'une année à l'autre.</i>
3.39	<i>Il y a moins d'uniformité entre les provinces quant à savoir si et comment les services publics doivent faire approuver les dépenses en immobilisations.</i>

Tableau des principales constatations et observations (suite)

Paragraphe	Principales constatations
3.40	<i>Énergie NB doit obtenir l'approbation de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick pour tous les projets d'immobilisations de plus de 50 millions de dollars.</i>
3.41	<i>La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick doit tenir compte de l'exigence de 20 % de capitaux propres dans l'approbation des projets d'immobilisations.</i>
<b>Services publics d'électricité au Canada</b>	
3.43	<i>Chaque service public comparable est un service public d'électricité, mais il est assujéti à différents cadres réglementaires et comptables.</i>
<b>Paramètres financiers</b>	
3.49	<i>De 2010 à 2019, Énergie NB affichait le ratio d'endettement le plus élevé parmi les services publics comparables au Canada.</i>
3.50	<i>Au cours de la dernière décennie, aucun autre service public comparable n'a atteint un ratio d'endettement de 90 %.</i>
3.51	<i>Au cours de la dernière décennie, le ratio d'endettement d'Énergie NB a atteint en moyenne 94 %.</i>
3.52	<i>Énergie NB n'a pas atteint la cible de 20 % de capitaux propres prescrite dans la loi en 2013.</i>
3.53	<i>Au cours de la dernière décennie, tous les services publics comparables, à l'exception d'Énergie NB et de Manitoba Hydro, ont atteint leur ratio d'endettement cible.</i>
3.54	<i>Pour atteindre le ratio d'endettement cible de 80/20 d'ici 2027, Énergie NB devra réduire sa dette totale de 457 millions de dollars, ou sa dette annuelle de 65 millions de dollars en moyenne.</i>
3.56	<i>En décembre 2019, Énergie NB n'a indiqué aucune date définitive pour l'atteinte de la cible de 20 % de capitaux propres et a affirmé qu'il sera beaucoup plus difficile de maintenir des tarifs bas et stables une fois que le projet de Mactaquac débutera.</i>
3.61	<i>Dans l'ensemble, les bénéfices d'Énergie NB au cours des 11 dernières années ne représentent les paiements d'intérêts que d'un seul exercice.</i>
3.62	<i>Énergie NB affiche le pire ratio de couverture des intérêts de la moyenne sur dix ans parmi les services publics comparables au Canada.</i>
3.65	<i>Énergie NB obtient des taux d'intérêt fondés sur la cote de crédit de la province du Nouveau-Brunswick.</i>
3.67	<i>La combinaison du ratio d'endettement le plus élevé et de la pire couverture des intérêts de la moyenne sur dix ans parmi les administrations comparables représente un risque de liquidité élevé pour Énergie NB.</i>
3.69	<i>Les ratios d'endettement et de couverture des intérêts d'Énergie NB pourraient être pires si la Société émettait elle-même des titres de créance.</i>

Tableau des principales constatations observations (suite)

Paragraphe	Principales constatations
	<b>Plan décennal d'Énergie NB</b>
3.73	<i>Les principales hypothèses varient considérablement d'une année à l'autre et échappent largement au contrôle d'Énergie NB.</i>
3.74	<i>Des experts de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick et l'intervenant public soulignent que l'approche d'Énergie NB est unique en matière de prévisions financières.</i>
3.76	<i>Une comparaison entre les prévisions et les données réelles montre que les prévisions financières faites dans les plans décennaux ne sont pas exactes.</i>
3.77	<i>Le bénéfice net réel d'Énergie NB variait en moyenne de 50 millions de dollars par année par rapport aux projections de l'année de base.</i>
3.77	<i>Le bénéfice net réel d'Énergie NB variait en moyenne de 124 millions de dollars par rapport aux projections du plan décennal de 2017 à 2026.</i>
3.78	<i>La situation financière d'Énergie NB a une incidence sur la province et tous les Néo-Brunswickois.</i>
3.81	<i>L'écart moyen de 87 millions de dollars pour les frais de carburant et les achats d'électricité est la plus grosse dépense d'Énergie NB et l'écart le plus substantiel entre les prévisions et les données réelles.</i>
3.82	<i>Des prévisions de dépenses optimistes pourraient prêter à confusion pour l'organisme de réglementation qui évalue la demande de tarification d'Énergie NB.</i>
3.83	<i>Les principaux risques et incertitudes ne sont pas quantifiés ni compris dans les prévisions des besoins en revenus d'Énergie NB.</i>
3.85	<i>Énergie NB a du mal à prévoir ses dépenses en immobilisations pour les prochaines années.</i>
3.86	<i>Dans les plans décennaux d'Énergie NB, la date à laquelle l'objectif de 20 % des capitaux propres sera atteint change constamment.</i>
	<b>Augmentation annuelle des tarifs d'Énergie NB</b>
3.90	<i>La Loi sur l'électricité ne définit pas clairement ce que sont des tarifs stables et prévisibles.</i>
3.92	<i>La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick n'a pas approuvé la demande de tarification annuelle d'Énergie NB en 2017, en 2018 et en 2019.</i>
3.96	<i>La réduction de la dette d'Énergie NB pourrait être touchée si la Société va de l'avant avec les projets rejetés par la CESP.</i>
3.98	<i>Énergie NB affiche des hausses de tarifs plus faibles que celles des autres services publics comparables ayant un niveau d'endettement élevé.</i>
3.99	<i>Selon DBRS, les tarifs d'Énergie NB demeurent concurrentiels dans la région de l'Atlantique.</i>

## Recommandations et réponses

Recommandation	Réponse d'Énergie NB	Date cible pour la mise en œuvre
<p><b>3.59 Nous recommandons qu'Énergie NB accorde la priorité à la réduction de la dette en élaborant un rigoureux plan de gestion de la dette bien défini afin d'atteindre l'objectif prescrit en matière de ratio d'endettement d'ici 2027. Le plan devrait comprendre :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>des indicateurs de rendement clés (IRC) annuels réalisables, y compris un montant de réduction de la dette et un ratio d'endettement;</b></li> <li>• <b>l'obligation de fournir, au moyen du rapport annuel d'Énergie NB :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li><b>i. des informations sur tout écart par rapport aux IRC annuels;</b></li> <li><b>ii. les raisons pour lesquelles les IRC ne sont pas atteints, le cas échéant;</b></li> <li><b>iii. un plan d'action ajusté pour atteindre l'objectif prescrit en 2027.</b></li> </ul> </li> </ul>	<p><i>Énergie NB prend très au sérieux sa responsabilité de gérer et d'exploiter ses installations de manière sécuritaire, fiable et durable sur le plan économique. Énergie NB demeure déterminée à atteindre son objectif d'endettement d'ici 2027. Dans le cadre de son processus de planification, Énergie NB ajustera chaque année son plan de gestion de la dette afin d'atteindre ces objectifs en utilisant les meilleurs renseignements disponibles pour atteindre les indicateurs de rendement clés, notamment le montant de réduction de la dette et le ratio d'endettement.</i></p> <p><i>Énergie NB accepte de faire rapport annuellement dans son rapport annuel sur ses progrès par rapport aux indicateurs de rendement clés, y compris les raisons de tout écart par rapport aux indicateurs de rendement clés annuels.</i></p> <p><i>Des parties importantes des coûts futurs d'Énergie NB échappent toujours au contrôle de la direction, notamment : les prix du marché du combustible et de l'électricité, les taux de change, les taux d'intérêt et les conditions météorologiques. Énergie NB évaluera régulièrement les progrès réalisés par rapport au plan et reflétera dans son plan annuel tout ajustement futur, y compris ceux attribuables à des facteurs incontrôlables, pour atteindre ses objectifs d'endettement.</i></p>	<p><i>Énergie NB commencera à inclure ces renseignements dans le Plan annuel 2021-2022 et le Rapport annuel 2021-2022.</i></p>

Recommandation	Réponse d'Énergie NB	Date cible pour la mise en œuvre
<b>3.84 Nous recommandons qu'Énergie NB améliore son processus prévisionnel et quantifie l'incidence des incertitudes probables dans le plan décennal, comme les prix du carburant, la production hydroélectrique, le facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau, les phénomènes météorologiques et ainsi de suite.</b>	<i>Énergie NB utilise des sources de données standard de l'industrie et des experts indépendants pour quantifier la valeur de certains coûts futurs, comme les prix du marché du combustible et de l'électricité, les taux de change et les taux d'intérêt. Énergie NB accepte d'évaluer d'autres moyens de quantifier l'incidence des incertitudes importantes des coûts futurs qui échappent au contrôle de la direction et d'inclure cette information dans son processus de planification.</i>	<i>Énergie NB tiendra compte de ces facteurs dans le cycle de planification de 2021-2022.</i>

## Introduction

**3.1** L'accès à de l'électricité fiable et abordable est un service essentiel pour les citoyens du Nouveau-Brunswick. La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) est la plus grande société d'électricité du Canada atlantique, responsable de la production, du transport et de la distribution de l'électricité partout au Nouveau-Brunswick. Énergie NB a la responsabilité de fournir aux 410 000 clients directs et indirects du Nouveau-Brunswick (la province) un approvisionnement en électricité sûr, fiable et à prix raisonnable.

**3.2** Énergie NB est une société d'État qui relève de la province du Nouveau-Brunswick par l'entremise du ministre des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie. La province est propriétaire et unique actionnaire d'Énergie NB.

**3.3** En vertu de la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick (2013), Énergie NB est autorisée à vendre de l'électricité et à « gérer et [à] exploiter les ressources et les installations d'Énergie NB pour l'alimentation, le transport et la distribution de l'électricité au Nouveau-Brunswick<sup>1</sup> ». Les tarifs facturés par Énergie NB pour la vente d'électricité dans la province sont réglementés par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP).

***La lettre de mandat pour 2020-2021 exige qu'Énergie NB atteigne une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres d'ici 2027, ce qui devrait être la priorité de la planification des services publics***

**3.4** Énergie NB a reçu des instructions dans une lettre de mandat du gouvernement (le mandat) pour 2020-2021 indiquant que la société doit [Traduction] « atteindre une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres d'ici 2027 au moyen de réductions des coûts et d'autres mécanismes appropriés qui maintiendront des tarifs bas et stables pour les Néo-Brunswickois. Cet objectif devrait être la grande priorité de la planification des services publics et pourrait nécessiter l'élimination d'investissements dans d'autres projets comme la recherche et les occasions de développement commercial jusqu'à l'atteinte de l'objectif visant les capitaux propres ».

---

<sup>1</sup> Énergie NB – Rapport annuel 2019-2020

***Pourquoi avons-nous choisi ce sujet?******Structure d'endettement de 94 % totalisant 4,9 milliards de dollars en 2020*****3.5** Nous avons choisi d'examiner la gestion de la dette d'Énergie NB pour les raisons suivantes :

- Énergie NB est une société de la Couronne principalement financée par des dettes (en 2020, la structure financière était composée à 94 % de dettes, soit 4,9 milliards de dollars);
- conformément à la *Loi sur l'électricité* et à son mandat, Énergie NB doit atteindre une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres (d'ici 2027 selon le mandat de 2020-2021);
- Énergie NB a trois grands projets d'immobilisations qui débiteront au cours des 10 prochaines années et qui augmenteront considérablement sa dette en y ajoutant de 3 à 4 milliards de dollars. Les coûts estimatifs en capital des projets sont les suivants :
  - i. Mactaquac – 2,7 à 3,7 milliards de dollars;
  - ii. Belledune – 84 millions de dollars;
  - iii. Coleson Cove – 93 millions de dollars.
  - iv. Infrastructure de mesure avancée – 73 millions de dollars.

***Travaux réalisés*****3.6** Nous avons réalisé :

- un examen des rapports annuels et d'autres documents stratégiques clés d'Énergie NB et de services publics comparables au Canada;
- une analyse des tendances sur 10 ans des principaux ratios financiers d'Énergie NB liés à la dette;
- une comparaison des ratios d'Énergie NB et de ceux de services publics comparables au Canada;
- un examen du contexte réglementaire d'Énergie NB;
- un examen des plans décennaux d'Énergie NB (2017-2026, 2018-2027, 2019-2028, 2020-2029 et 2021-2030);
- des entrevues clés au sujet du contexte de gestion de la dette d'Énergie NB.

**3.7** Toutes les analyses effectuées étaient fondées sur des renseignements accessibles au public, et nous n'avons pas tenté de valider les données présentées dans ce chapitre.

### *Étendue et approche*

**3.8** L'étendue comprenait une analyse des tendances sur 10 ans des principaux ratios financiers d'Énergie NB liés à la dette. En outre, nous avons comparé ces ratios d'Énergie NB à ceux de services publics semblables pertinents au Canada. Enfin, nous avons examiné le contexte réglementaire du Nouveau-Brunswick et les plans décennaux d'Énergie NB.

**3.9** Nos constatations et observations visent la période du 1<sup>er</sup> avril 2009 au 31 mars 2019. Toutefois, pour mieux comprendre le sujet, nous avons examiné certains enjeux antérieurs et postérieurs aux dates de début et de fin de l'examen.

### *Résumé du chapitre*

**3.10** Voici un résumé du chapitre :

- Tous les emprunts d'Énergie NB sont faits au nom de la province.
- Le rendement financier d'Énergie NB influe sur la décision des agences de notation quant à la cote de crédit de la province :
  - i. S&P Global est d'avis qu'Énergie NB représente le plus grand risque éventuel de la province;
  - ii. [Traduction] « DBRS traite la dette d'Énergie NB comme étant autofinancée, mais souligne que l'effet de levier demeure très élevé par rapport aux autres services publics provinciaux ».
- Le contexte réglementaire du Nouveau-Brunswick comporte des composantes difficiles, comme l'obligation de réduire le fardeau de la dette tout en maintenant des tarifs faibles et stables. la *Loi sur l'électricité* précise qu'Énergie NB doit atteindre une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres et maintenir des taux faibles, stables et prévisibles.

- Depuis la proclamation de la *Loi sur l'électricité* le 1<sup>er</sup> octobre 2013, Énergie NB n'a pas fait de progrès importants vers l'atteinte de la cible minimale de 20 % en capitaux propres, et sa structure d'endettement est en moyenne de 94 % plutôt que de 80 %. En outre, Énergie NB affiche le ratio d'endettement le plus élevé parmi les services publics comparables au Canada.
- Énergie NB affiche le pire ratio de couverture d'intérêt de la moyenne sur dix ans parmi les services publics comparables au Canada.
- La combinaison d'un ratio d'endettement le plus élevé et de la pire couverture d'intérêt de la moyenne de dix ans parmi l'ensemble des services publics comparables au Canada représente un risque de liquidité élevé pour Énergie NB et pour la province du Nouveau-Brunswick, qui détient la dette d'Énergie NB. Cette situation est particulièrement préoccupante étant donné que les projets d'immobilisations de près de 4 milliards de dollars à venir nécessiteront davantage de financement par emprunt.
- Les plans décennaux d'Énergie NB repoussent constamment la date cible pour atteindre 20 % en capitaux propres.
- Selon son plan décennal de 2021 à 2030, Énergie NB prévoit atteindre le ratio d'endettement de 80/20 en ramenant sa dette à 4,5 milliards de dollars d'ici 2027, ce qui représente une réduction annuelle moyenne de la dette de 65 millions de dollars. Cette cible semble toutefois irréaliste, car Énergie NB a réduit sa dette de seulement 20 millions de dollars par année en moyenne depuis l'achèvement du projet de remise en état de Point Lepreau en 2013.
- Les résultats de notre comparaison des prévisions et des données réelles montrent que les prévisions financières des plans décennaux examinés ont systématiquement sous-estimé les dépenses.

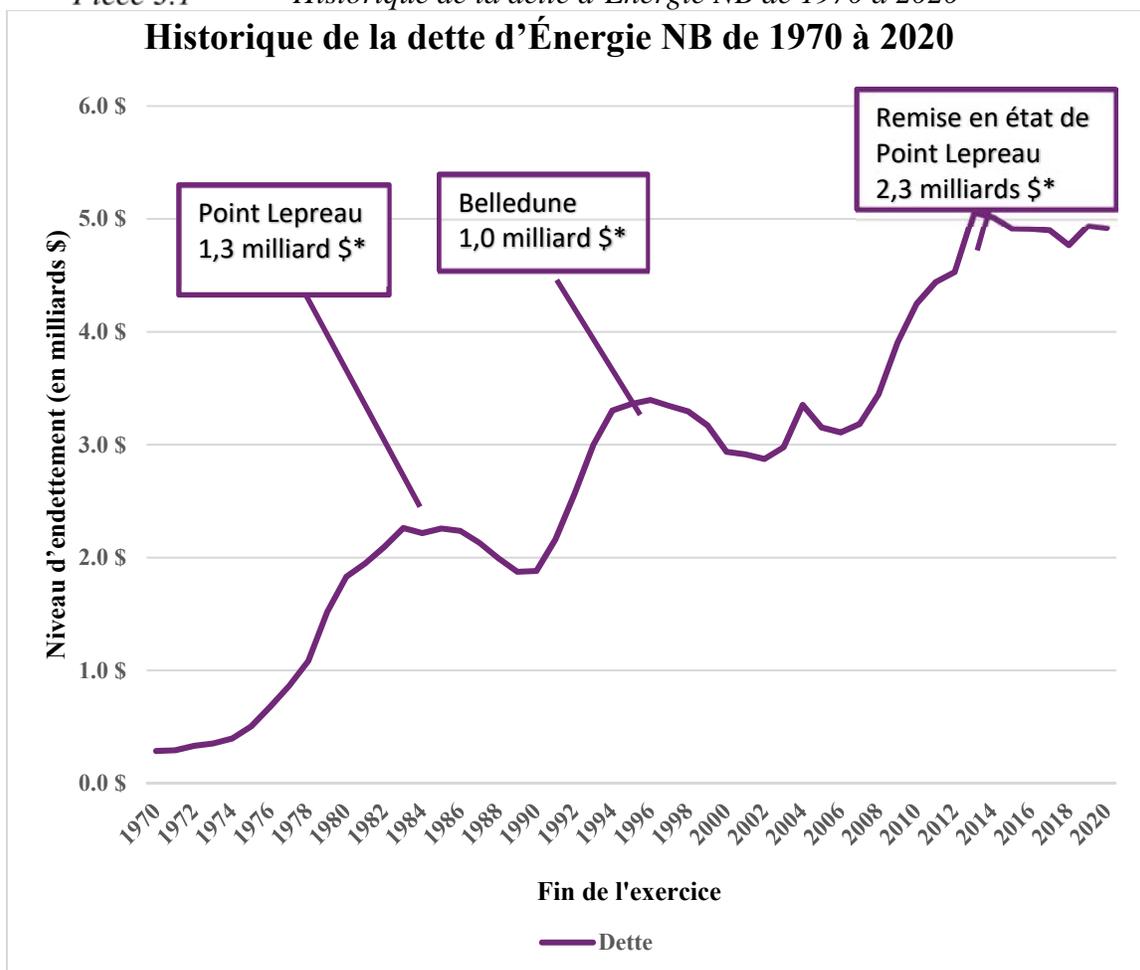
- Les principales hypothèses (comme le prix du carburant et le taux de change) varient considérablement d'une année à l'autre et échappent largement au contrôle d'Énergie NB.
- Les principaux risques et incertitudes ne sont pas quantifiés dans les besoins en revenus prévus des plans décennaux examinés, dont le facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau, la production hydroélectrique et les événements météorologiques majeurs.

## Historique de la dette d'Énergie NB

*Énergie NB devra engager des dépenses en capital élevées pour maintenir et prolonger la vie utile de ses actifs*

**3.11** La pièce 3.1 illustre l'historique de la dette d'Énergie NB depuis 1970. Les grands projets d'immobilisations comme Point Lepreau et Belledune constituent le principal facteur de la dette. La loi oblige Énergie NB à fournir de l'électricité à tous les clients du Nouveau-Brunswick. Pour ce faire, Énergie NB doit investir dans ses actifs de longue durée pour produire, transporter et distribuer de l'électricité à ses clients de manière sûre et fiable. Énergie NB souligne également que l'industrie des services publics exige beaucoup de capitaux et que bon nombre de ses actifs des 50 dernières années nécessiteront des dépenses en immobilisations élevées pour maintenir et prolonger leur vie utile.

Pièce 3.1 - Historique de la dette d'Énergie NB de 1970 à 2020



Source : Le VGNB selon les renseignements fournis par Énergie NB (non audités)

\*Principaux facteurs de l'historique de la dette d'Énergie NB

**1920-1970*****Dette de 286,8 millions de dollars*****1970-1983*****Augmentation de 2,0 milliards de dollars de la dette***

**3.12** De sa création en 1920 jusqu'en 1970, Énergie NB a accumulé une dette de 286,8 millions de dollars. De 1970 à 1983, la dette d'Énergie NB a augmenté de 2 milliards de dollars pour atteindre 2,3 milliards de dollars en 1983. La construction des immobilisations suivantes a entraîné l'augmentation de la dette :

- centrale de Point Lepreau (1,3 milliard de dollars);
- centrale de Coleson Cove (255 millions de dollars);
- unité 2 de la centrale Dalhousie (130 millions de dollars);
- poste électrique à haute tension courant continu d'Eel River;
- unités 4, 5 et 6 de la centrale électrique de Mactaquac.

***Centrale électrique de Point Lepreau***

*Source : Nuclearsafety.gc.ca*

**1990-1996****Augmentation de  
1,5 milliard de dollars  
de la dette**

**3.13** Comme le montre la pièce 3.1, Énergie NB a réalisé une deuxième série de dépenses en capital entre 1990 et 1996, ce qui a entraîné une augmentation de 1,5 milliard de dollars de la dette pour porter le total de celle-ci à 3,4 milliards en 1996. La construction ou la conversion des projets d'immobilisations suivants sont à l'origine de cette augmentation de la dette :

- Centrale électrique de Belledune (1 milliard de dollars);
- Conversion de l'alimentation à Dalhousie (260 millions de dollars);
- Millbank/Ste. Rose (216 millions de dollars).

**Centrale électrique de Belledune**

Source : *Telegraph Journal*

**2002-2020**

**Augmentation de  
2,0 milliards de dollars  
de la dette**

**48 millions de dollars  
dépensés à ce jour pour  
le projet d'atteinte de  
durée de vie utile de la  
centrale de Mactaquac**

**3.14** La troisième hausse marquée des dépenses en capital d'Énergie NB s'est produite de 2002 à 2020 (voir la pièce 3.1), entraînant une augmentation de 2 milliards de dollars de la dette et portant le total de celle-ci à 4,9 milliards de dollars en 2020. Énergie NB s'était engagée à réduire sa dette de 1 milliard de dollars au plus tard à la fin de l'exercice 2021 après l'achèvement de la remise en état de Point Lepreau en 2013. Bien que cet objectif n'ait pas été atteint, Énergie NB avait réduit sa dette de 142 millions de dollars à la fin de l'exercice 2020. La construction ou la remise en état des immobilisations suivantes ont été les facteurs déterminants de l'augmentation de la dette :

- remise en état de la centrale de Point Lepreau (1,3 milliard de dollars) et énergie de remplacement (1 milliard de dollars);
- remise en état de la centrale de Coleson Cove (700 millions de dollars);
- remise en état du poste électrique à haute tension courant continu d'Eel River (85 millions de dollars);
- ligne internationale de transport d'électricité (66 millions de dollars);
- projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac (48 millions de dollars à ce jour);
- remplacement de câbles sous-marins aux îles Fundy (47 millions de dollars);
- achat de la centrale électrique de Bayside (46 millions de dollars);
- achat de la centrale électrique de Nepisiguit Falls (38 millions de dollars).

*Centrale électrique de Mactaquac*

Source : Énergie NB

***Les futures dépenses en capital pour le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac sont évaluées à entre 2,7 et 3,7 milliards de dollars***

**3.15** Énergie NB estime que le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, qui vise à prolonger la durée de vie de cette centrale jusqu'à sa durée de vie initialement prévue en 2068, entraînera des coûts d'immobilisations évalués à entre 2,7 et 3,7 milliards de dollars.

***Les futures dépenses en capital sont estimées à 84 millions de dollars pour la centrale de Belledune et à 93 millions pour la centrale de Coleson Cove***

**3.16** En plus du projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, Énergie NB prévoit deux autres projets d'atteinte de durée de vie utile qui commenceront au cours des 10 prochaines années à Belledune et à Coleson Cove. Énergie NB affirme que les estimations des coûts en capital des projets sont très préliminaires et peuvent changer en fonction des solutions de rechange explorées et de la portée établie pour les projets. À l'heure actuelle, Énergie NB estime que les coûts en capital s'élèvent à 84 millions de dollars pour Belledune et à 93 millions de dollars pour Coleson Cove. Les coûts de ces projets sont des estimations de haut niveau pour permettre aux deux centrales d'atteindre leur fin de vie prévue initiale.

**3.17** Énergie NB affirme qu'il sera peut-être nécessaire de mettre la centrale de Belledune hors service en 2030 si la province n'est pas en mesure de négocier avec le gouvernement fédéral un accord d'équivalence qui permettrait l'exploitation de la centrale jusqu'à sa fin de vie prévue en 2040. Cette situation pourrait nécessiter des investissements pour établir une source de remplacement pour la production d'électricité. Le projet d'immobilisations à la centrale de Coleson Cove vise à exploiter la centrale électrique jusqu'à sa fin de vie prévue en 2040. La pièce 3.2 illustre l'emplacement des grands projets d'immobilisations au Nouveau-Brunswick. Ces trois grands projets

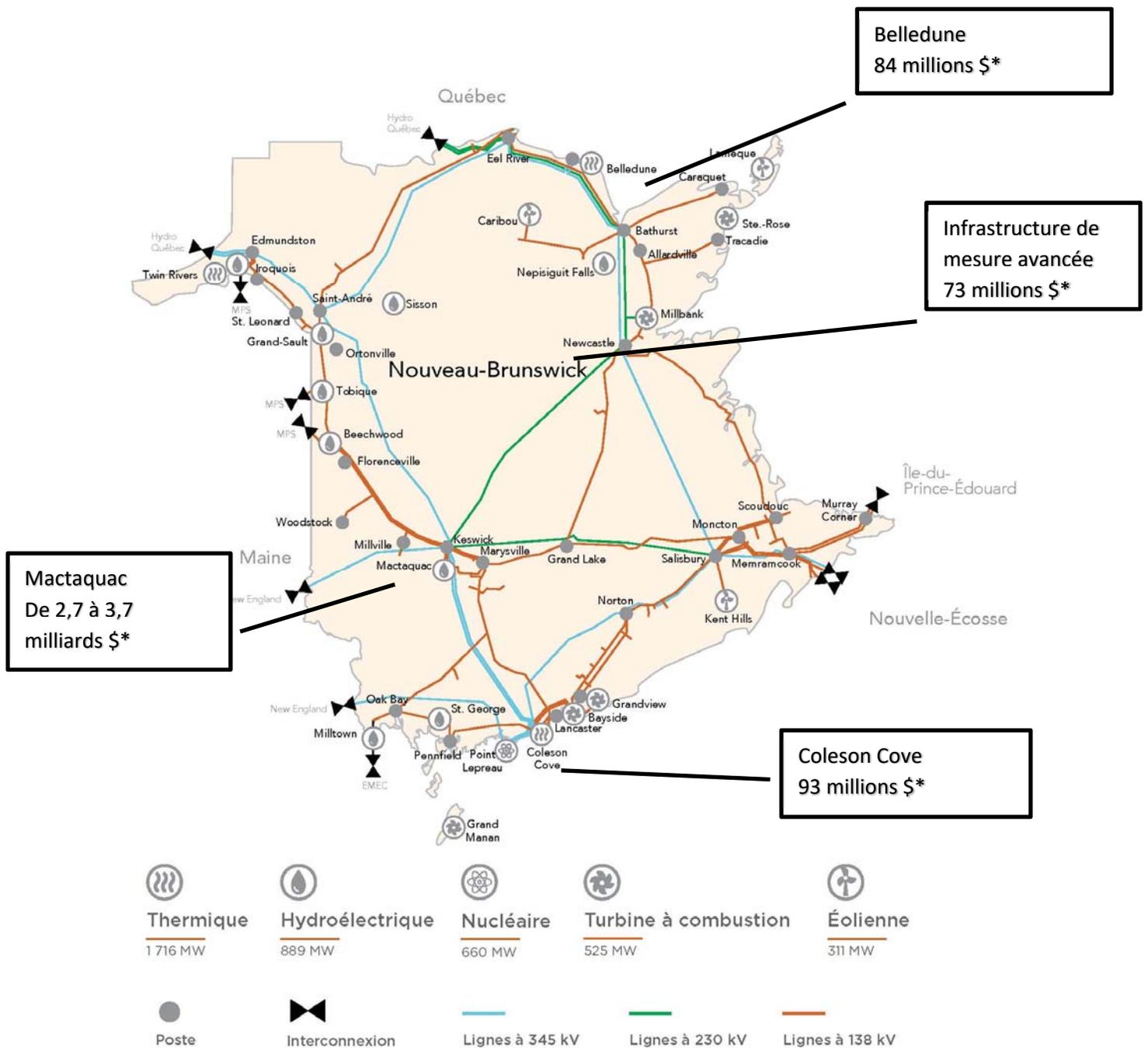
d'immobilisations représentent les solutions les moins coûteuses, comme l'indique Énergie NB dans son plan intégré des ressources.

*Centrale électrique de Coleson Cove*



*Source : Énergie NB*

Pièce 3.2 - Grands projets d'immobilisations prévus par Énergie NB



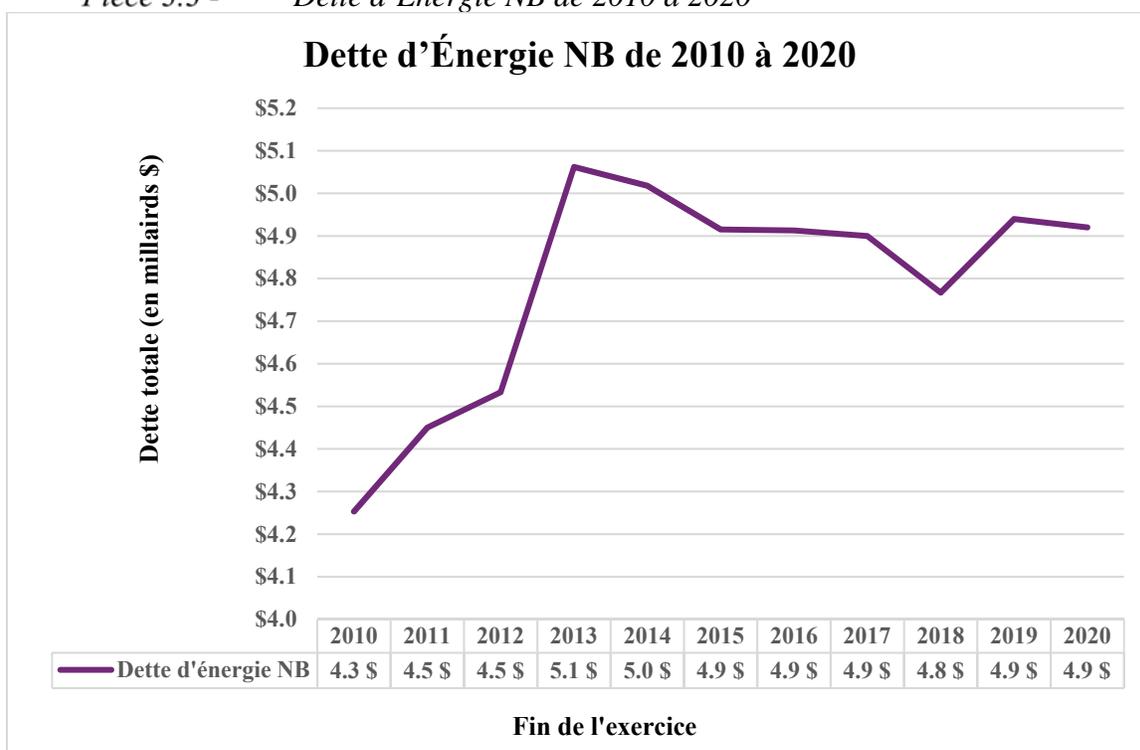
Source : <https://www.nbpower.com/fr/about-us/our-energy/system-map>

\*Estimation du futur coût du projet d'immobilisations

**En 2020, Énergie NB a été financée à 94 % par une dette totalisant 4,9 milliards de dollars**

**3.18** Énergie NB a été financée à 94 % par une dette de 4,9 milliards de dollars en 2020 et n'a pas réussi à abaisser celle-ci sous le niveau de 2010, soit 4,3 milliards de dollars. Le projet de remise en état de Point Lepreau, l'un des plus importants projets d'immobilisations dans l'histoire d'Énergie NB, a été achevé en 2013. Ce projet a entraîné une augmentation considérable de la dette de 2010 à 2013. Toutefois, Énergie NB a réduit sa dette d'un total de 142 millions de dollars depuis 2013. La pièce 3.3 illustre l'endettement croissant d'Énergie NB au cours de la dernière décennie.

Pièce 3.3 - Dette d'Énergie NB de 2010 à 2020



Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels d'Énergie NB (non audités)

## L'incidence de la dette d'Énergie NB sur la province du Nouveau-Brunswick

**3.19** Énergie NB compte principalement sur l'endettement à des fins de financement externe, puisqu'elle n'a pas accès au capital-actions comme source de financement auprès de son propriétaire, la province.

*Tous les emprunts d'Énergie NB sont effectués au moyen d'obligations émises par la province du Nouveau-Brunswick*

**3.20** Tous les emprunts d'Énergie NB sont effectués par l'intermédiaire de la province, qui agit à titre d'agent financier d'Énergie NB. Le ministère des Finances et Conseil du Trésor de la province est responsable de la gestion globale de la dette et de la trésorerie d'Énergie NB<sup>2</sup>. La province effectue les emprunts conformément à la *Loi provinciale sur les prêts* afin de satisfaire aux besoins financiers d'Énergie NB. Par conséquent, toutes les obligations émises pour Énergie NB sont au nom de la province. Énergie NB indique que son service de trésorerie interagit quotidiennement avec le ministère des Finances et Conseil du Trésor de la province.

**3.21** Énergie NB élabore un plan de financement annuel. Après l'approbation du plan de financement annuel par le conseil d'administration d'Énergie NB, la Société envoie les émissions de titres de créance prévues à la province pour qu'elles soient intégrées au plan d'emprunt global de la province, lequel est ensuite soumis au lieutenant-gouverneur en conseil pour approbation.

*Dans l'histoire récente, la province du Nouveau-Brunswick n'a jamais refusé de financement à Énergie NB*

**3.22** Énergie NB signale que la province n'a jamais refusé le financement demandé, et ce depuis des années. Toutefois, le moment et le montant réel de certains emprunts peuvent différer de ce qui est inscrit dans le plan d'emprunt d'Énergie NB de l'exercice en cours en raison du moment où la province émet les créances.

<sup>2</sup> Selon Énergie NB dans son document intitulé *Debt Management Strategy 2020/21 Budget*

***Le rendement financier d'Énergie NB a une incidence sur la décision des agences de notation concernant la cote de crédit de la province du Nouveau-Brunswick***

**3.23** Énergie NB doit couvrir les paiements d'intérêts et rembourser la dette à son échéance à l'aide de ses revenus et de refinancement. Il incombe à Énergie NB de démontrer que la dette associée à la Société est autosuffisante et soutenue par les tarifs facturés aux clients. Toute modification de la cote de crédit de la province a une incidence sur les coûts de financement engagés par Énergie NB. Par ailleurs, le rendement financier d'Énergie NB a une incidence sur la décision des agences de notation quant à la cote de crédit de la province.

**3.24** S&P Global et DBRS sont deux des principales agences de notation internationales. [Traduction « Les cotes de crédit sont des opinions prospectives sur le risque de crédit et la solvabilité d'une entité »<sup>3</sup>. Chaque agence utilise une échelle de notation pour attribuer et surveiller la cote de crédit d'une entité. Les investisseurs se fient beaucoup aux cotes données par les agences pour prendre des décisions. Ces deux agences de notation indépendantes ont exprimé des préoccupations concernant la situation financière d'Énergie NB et ses répercussions sur la province. Se fondant sur leurs échelles d'évaluation individuelles et l'analyse des données, les agences ont formulé les commentaires suivants au sujet d'Énergie NB.

***S&P Global est d'avis qu'Énergie NB représente le plus grand risque éventuel de la province du Nouveau-Brunswick***

**3.25** Selon l'avis de S&P Global émis le 15 juin 2018, [Traduction] « le plus grand risque éventuel de la province concerne son service public d'électricité intégré verticalement, Énergie NB, dont elle est propriétaire à part entière. Ce risque découle des risques d'exploitation majeurs associés à son actif de production d'énergie nucléaire, à son exposition aux prix des combustibles fossiles et à d'importants coûts possibles associés à ses actifs de production d'énergie, ce qui pourrait générer un passif important pour la province. À notre avis, la province soutiendrait probablement ce service public s'il avait des difficultés financières. Nous estimons que dans un scénario de crise, la perte estimative maximale que pourrait représenter Énergie NB pour la province se situerait entre 10 % et 15 % des revenus d'exploitation ».

<sup>3</sup> <https://www.dbrsmorningstar.com/understanding-ratings/#ratings-overview>

***DBRS considère la dette d'Énergie NB comme autofinancée, mais souligne que le levier financier demeure très élevé par rapport aux autres services publics provinciaux***

**3.26** Selon l'opinion de DBRS du 7 mars 2018 :

- *[Traduction] DBRS considère la dette d'Énergie NB comme étant autofinancée, mais souligne que le levier financier demeure très élevé par rapport aux autres services publics provinciaux.*
- *La centrale électrique vieillissante de Mactaquac représente le prochain grand défi pour ce service public et pourrait exiger un financement majeur par emprunt et accroître la pression sur les tarifs d'électricité.*
- *Toute décision de subventionner explicitement une partie des tarifs au moyen de l'assiette fiscale pourrait amener DBRS à reclasser une partie de la dette d'Énergie NB comme étant une dette financée par les recettes fiscales.*

## Contexte réglementaire d'Énergie NB

*Le contexte réglementaire du Nouveau-Brunswick comporte des composantes difficiles*

*Toutes les sociétés de services publics comparables ont des cibles d'endettement, mais aucune autre administration canadienne n'impose dans sa législation une cible d'endettement par rapport aux capitaux propres comme facteur d'établissement des tarifs d'électricité*

**3.27** La *Loi sur l'électricité* a été proclamée le 1<sup>er</sup> octobre 2013 pour intégrer Énergie NB en une seule société de la Couronne et revoir le cadre réglementaire du Nouveau-Brunswick.

**3.28** Le cadre réglementaire du Nouveau-Brunswick comporte des composantes difficiles en raison de l'article 68 de la *Loi sur l'électricité*, qui exige qu'Énergie NB établisse une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres tout en maintenant des tarifs faibles et stables.

**3.29** Nous avons effectué une comparaison entre les administrations canadiennes et constaté que toutes les sociétés de services publics comparables ont des cibles d'endettement par rapport aux capitaux propres; toutefois, aucune autre administration canadienne n'impose dans sa législation une cible d'endettement par rapport aux capitaux propres comme facteur d'établissement des tarifs d'électricité. Les paragraphes 3.35 à 3.41 donnent plus de détails sur cette comparaison.

**3.30** Selon l'expert en matière de réglementation et d'information financière engagé par la CESP, pour la plupart des autres services publics, le bénéfice net requis est uniquement fondé sur le total approuvé des capitaux propres (\$) et le rendement des capitaux propres (%). Pour déterminer ces montants, normalement, l'organisme de réglementation examinerait les données sur le rendement global des capitaux propres qu'un service public devrait obtenir en se fondant sur les données et les hypothèses de comparaison.

**Conformément à l'alinéa 68a) de la Loi sur l'électricité, Énergie NB vise à obtenir un rendement juste et raisonnable pour réaliser une structure financière comportant au moins 20 % de capitaux propres**

- 3.31** L'alinéa 68a) de la *Loi sur l'électricité* exige que :
- *les tarifs que demande la Société pour les ventes d'électricité dans la province :*
    - i. *soient fixés en fonction des coûts annuels prévus pour l'approvisionnement, le transport et la distribution d'électricité,*
    - ii. *lui fournissent des recettes suffisantes pour qu'elle puisse obtenir un rendement juste et raisonnable dans le cadre de son objectif de produire un revenu suffisant pour pouvoir réaliser une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres;*

- 3.32** L'alinéa 68b) de la *Loi sur l'électricité* exige que :
- *les sources et les installations de la Société servant à l'approvisionnement, au transport et à la distribution d'électricité dans la province soient gérées et exploitées d'une manière compatible avec la prestation d'un service fiable, sécuritaire et économiquement durable de telle sorte que :*
    - i. *l'approvisionnement en électricité, son transport et sa distribution soient les plus efficaces,*
    - ii. *les consommateurs de la province jouissent d'un accès équitable à un approvisionnement sûr en électricité;*
    - iii. *les consommateurs de la province reçoivent des services au coût le moins élevé;*

**Conformément à l'alinéa 68c) de la Loi sur l'électricité, les tarifs demandés doivent être maintenus aussi bas que possible et les modifications tarifaires doivent demeurer stables et prévisibles d'une année à l'autre**

- 3.33** L'alinéa 68c) de la *Loi sur l'électricité* exige que :
- *conformément aux objectifs en matière de politique énoncés aux alinéas a) et b) et dans la mesure du possible, les tarifs de la Société pour les ventes d'électricité dans la province soient maintenus le plus bas possible et que les modifications tarifaires demeurent stables et prévisibles d'année en année.*

**3.34** Voici d'autres éléments de la *Loi sur l'électricité* :

- au moins une fois tous les trois ans, Énergie NB doit déposer un plan intégré des ressources<sup>4</sup> approuvé par le Conseil exécutif auprès de la CESP;
- Chaque année, Énergie NB doit déposer un plan décennal. Il s'agit d'un plan annuel à horizon mobile qui couvre une période de prévision de 10 ans. Par conséquent, les cibles, les objectifs et les buts peuvent changer annuellement, et quand un nouvel exercice est ajouté, le précédent est retranché;
- depuis 2015-2016, Énergie NB doit présenter à la CESP une demande annuelle d'approbation de toute augmentation tarifaire que la Société propose d'imposer pour l'année en question.

---

<sup>4</sup> *Plan intégré des ressources : couvre une période de planification d'au moins 20 ans et comprend notamment ses prévisions de charge pour la période de planification; les plans de gestion de la demande et les plans d'efficacité énergétique qu'elle a examinés et ceux qu'elle a retenus; les options liées à l'approvisionnement qu'elle a examinées et celles qu'elle a retenues; les conséquences prévues que pourraient entraîner à l'égard de la charge les plans de gestion de la demande et les plans d'efficacité énergétique qu'elle a retenus; les incidences pécuniaires résultant des plans de gestion de la demande et des plans d'efficacité énergétique et des options liées à l'approvisionnement qu'elle a retenus, projetées sur les dix premières années couvertes par le plan intégré des ressources; les hypothèses clés sur lesquelles elle s'est fondée pour élaborer le plan intégré des ressources; une description des consultations qu'elle a menées auprès des parties intéressées au cours de l'élaboration du plan intégré des ressources; tous autres renseignements qu'elle estime pertinents ou que la Commission lui a ordonné de fournir.*

## **Facteurs d'établissement des tarifs dans d'autres provinces et territoires**

*Toutes les provinces ont un organisme de réglementation*

*Dans la plupart des provinces, l'organisme de réglementation tient compte des coûts*

*Dans huit provinces, les tarifs doivent être justes et raisonnables*

- 3.35** Nous avons comparé les processus d'établissement des tarifs à l'échelle du Canada pour déterminer si:
- le sous-alinéa 68a)(ii) de la *Loi sur l'électricité* qui exige un rendement juste et raisonnable tout en atteignant une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres est une disposition difficile qui touche uniquement le contexte réglementaire du Nouveau-Brunswick;
  - l'approbation des dépenses en immobilisations est nécessaire par une commission administrative.
- 3.36** Les tarifs d'électricité sont examinés par une commission ou un office de réglementation dans toutes les provinces canadiennes. En Saskatchewan, les décisions relatives aux tarifs sont prises par le Cabinet à l'issue d'un processus de réglementation, contrairement aux autres provinces, où l'organisme de réglementation prend la décision en ce qui concerne l'établissement des tarifs.
- 3.37** Dans toutes les provinces sauf deux (la Colombie-Britannique et la Saskatchewan), la loi exige que l'organisme de réglementation tienne compte des coûts engagés par le service public pour fournir de l'électricité. La Colombie-Britannique et la Saskatchewan ne mentionnent pas explicitement la prise en considération des coûts, mais leurs organismes de réglementation respectifs ont une portée très large qui engloberait les coûts de production.
- 3.38** Dans huit provinces (Colombie-Britannique, Alberta, Manitoba, Ontario, Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador), le tarif doit être juste et raisonnable. En Ontario et au Manitoba, plusieurs considérations stratégiques sont imposées à l'organisme de réglementation. Elles comportent toutes des éléments de tarifs justes et raisonnables, mais ne sont pas aussi explicites dans la loi que le Nouveau-Brunswick.

## Approbation des dépenses en immobilisations

*Il y a moins d'uniformité entre les provinces quant à savoir si et comment les services publics doivent faire approuver les dépenses en immobilisations*

*Énergie NB doit obtenir l'approbation de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick pour tous les projets d'immobilisations de plus de 50 millions de dollars*

*La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick doit tenir compte de l'exigence de 20 % de capitaux propres dans l'approbation des projets d'immobilisations*

**3.39** Il y a moins d'uniformité entre les provinces quant à savoir si et comment les services publics doivent faire approuver les dépenses en immobilisations. La plupart des provinces exigent une forme ou une autre d'approbation des dépenses en immobilisations, que ce soit par l'approbation de projets ou d'un calendrier de projets par l'organisme de réglementation.

- Le Manitoba exige l'approbation du ministre si le projet atteint un certain seuil de coûts;
- En Saskatchewan, lorsque le prix d'achat ou de vente d'un bien immobilier est supérieur à 150 000 \$, l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil est exigée;
- L'Alberta n'a aucune exigence d'approbation pour les dépenses en immobilisations.

**3.40** L'article 107(1) de la *Loi sur l'électricité* précise que « dans le cas où le coût immobilisé total prévisionnel d'un projet d'immobilisations de la Société est d'au moins 50 000 000 \$, celle-ci ne peut, sans que la Commission n'ait approuvé le projet au préalable, engager des dépenses en immobilisations relatives au projet supérieures à 10 % du coût immobilisé total prévisionnel du projet d'immobilisations ».

**3.41** De plus, l'alinéa 107(11)a) précise que la Commission tient compte des « dispositions de l'énoncé de politique que prévoit l'article 68 ». En d'autres termes, la CESP doit tenir compte de l'exigence visant le pourcentage de 20 % en capitaux propres lorsqu'elle approuve des projets d'immobilisations de plus de 50 millions de dollars.

## Services publics d'électricité au Canada

**3.42** Pour mieux comprendre la situation financière d'Énergie NB, nous avons compilé des informations financières au sujet des services publics suivants (services publics comparables) au Canada aux fins d'analyse comparative :

- British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro);
- SaskPower;
- Manitoba Hydro (MB Hydro);
- Newfoundland and Labrador Hydro (NL Hydro);
- Hydro-Québec;
- Ontario Power Generation (OPG).

*Tous les services publics comparables appartiennent au gouvernement, mais ils sont chacun assujettis à un cadre réglementaire et comptable différent*

**3.43** Nous croyons que les fournisseurs sélectionnés sont des services publics comparables qui sont pertinents pour les fins d'une analyse comparative, car ils appartiennent tous au gouvernement. Cependant, chaque service public comparable est assujetti à un cadre réglementaire et comptable différent. En outre, la taille, la capacité de production et la combinaison d'actifs de production de chaque service public comparable sont très différentes. Par exemple, Hydro-Québec et BC Hydro dépendent principalement de la production hydroélectrique, tandis qu'Énergie NB utilise une combinaison d'actifs de production hydroélectrique, nucléaire, fossile et autres.

**3.44** La pièce 3.4 présente une comparaison de haut niveau d'Énergie NB avec les services publics comparables au Canada pour l'exercice 2019. Pour plus de détails sur chaque service public comparable, veuillez consulter l'annexe I.

## Pièce 3.4 - Énergie NB et les services publics comparables au Canada – Fin de l'exercice 2019

<b>Énergie NB et les sociétés de services publics comparables au Canada – Fin de l'exercice 2019</b>							
	<b>Énergie NB</b>	<b>BC Hydro</b>	<b>SaskPower</b>	<b>MB Hydro</b>	<b>NL Hydro</b>	<b>Hydro-Québec</b>	<b>OPG</b>
Nbre de clients	405 466	2 049 322	537 714	871 791	38 000**	4 356 542	ND*
Capacité totale en mégawatts	3 790	12 109	4 531	5 600	1 763	37 243	17 017
Hausse tarifaire	0,9 %	3,0 %	0,0 %	3,6 %	ND	0,9 %	ND
Bénéfice net (perte) – en milliards	0,02 \$	(0,43) \$	0,20 \$	0,12 \$	0,06 \$	2,92 \$	1,14 \$
Dettes – en milliards	4,9 \$	22,1 \$	7,3 \$	20,7 \$	1,8 \$	46,3 \$	8,2 \$
Ratio d'endettement	93 %	82 %	74 %	86 %	64 %	68 %	37 %
Ratio de couverture des intérêts	0,95	ND	ND	1,57	ND	2,07	ND
Clôture de l'exercice	31 mars	31 mars	31 mars 2015-2019 31 déc. 2010-2014	31 mars	31 déc.	31 déc.	31 déc.
Cadre comptable	IFRS	IFRS	IFRS	IFRS	IFRS	US GAAP	US GAAP
Financement fourni par : Voir l'annexe I pour plus de détails	Province du Nouveau-Brunswick	Province de la Colombie-Britannique	Gouvernement de la Saskatchewan	Province du Manitoba	Directement et indirectement par la province de Terre-Neuve	Garantie inconditionnelle du gouvernement du Québec pour la majorité de la dette	La dette à long terme est fournie par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. L'OPG a toutefois également accès aux marchés financiers pour le financement de projets par des investissements privés.
Cote de crédit							
DBRS - 2019	A (élevé) stable	AA (élevé) Stable	AA stable	A (élevé) Stable	A (bas) stable	AA (bas) stable	A (bas) stable
Moody's – information la plus récente	Aa2	Aaa	Aaa	Aa2	S.O.	Aa2	A3
S&P – 2019	A+ stable	AAA stable	AA stable	A+ Positive	S.O.	AA-stable	BBB+ stable

Source : Le VGNB, selon l'examen des rapports annuels des services publics comparables (non audités)

S.O. : L'information n'est pas disponible dans les rapports annuels connexes

\*OPG est une société de production d'électricité dont l'activité principale est la production et la vente d'électricité (non pas aux utilisateurs finaux, mais aux transporteurs, puis aux distributeurs locaux d'électricité de la province).

\*\*Le principal groupe de clients de NL Hydro est composé de Newfoundland Power, de clients industriels et des 38 800 clients résidentiels et commerciaux dans les régions rurales de Terre-Neuve-et-Labrador

IFRS : Normes internationales d'information financière

PCGR des États-Unis : Principes comptables généralement reconnus des États-Unis

## Paramètres financiers

**3.45** On entend par structure financière la « composition du financement de l'entreprise, incluant les créiteurs et les emprunts à court terme, les dettes à long terme ainsi que les capitaux propres »<sup>5</sup>.

### *Stratégie de gestion de la dette d'Énergie NB*

**3.46** La stratégie de gestion de la dette d'Énergie NB (budget 2020-2021) stipule ce qui suit : [Traduction] « L'accroissement des capitaux propres permettra de réduire le risque éventuel pour Énergie NB de l'augmentation des taux d'intérêt et d'assurer une marge de manœuvre financière pour composer avec des événements imprévus ou des périodes exigeant une grande quantité de capitaux ».

### **Endettement**

**3.47** Énergie NB et les services publics comparables du Canada mesurent la structure financière de leur société à l'aide du ratio d'endettement. Ce ratio est un indicateur de risque lié aux activités d'emprunt des sociétés, et un ratio d'endettement élevé entraîne un risque accru pour les parties prenantes.

**3.48** Comme il a été mentionné précédemment, Énergie NB est tenue, en vertu de la *Loi sur l'électricité* et de son mandat, d'établir une structure financière avec une répartition de 80 % de dette et de 20 % de capitaux propres.

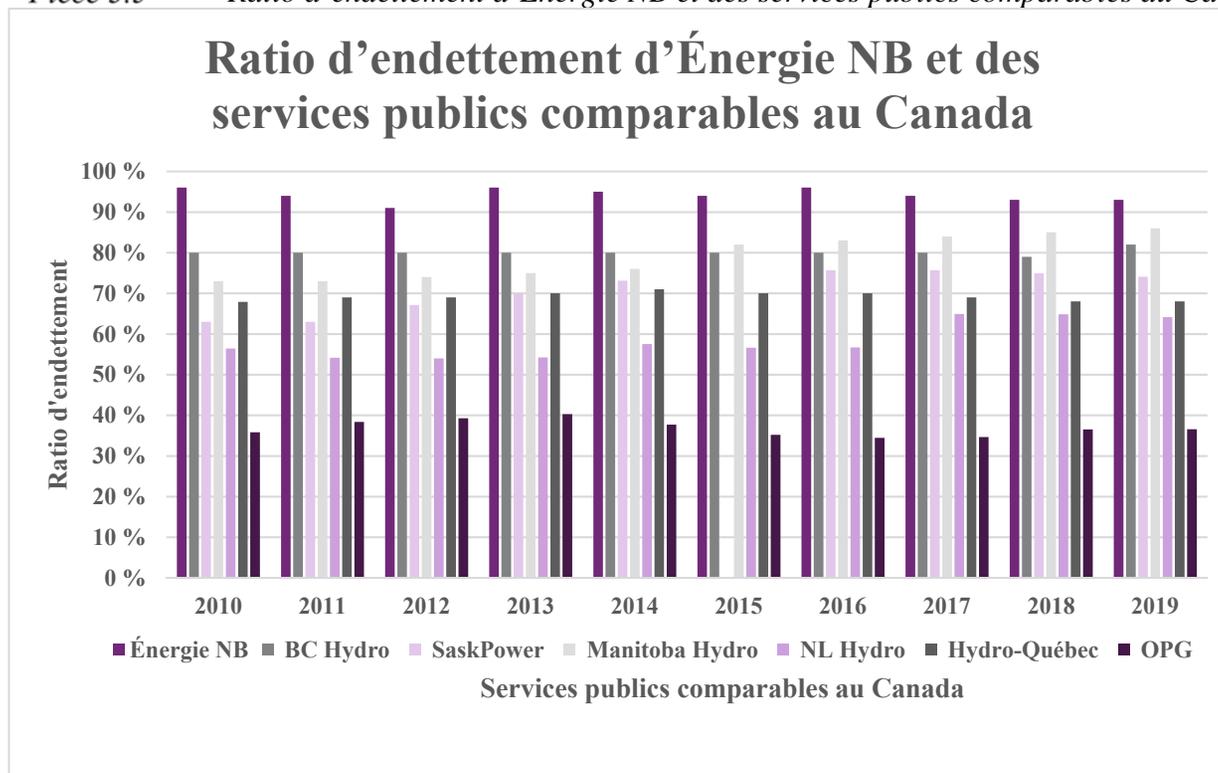
### *De 2010 à 2019, Énergie NB affichait le ratio d'endettement le plus élevé parmi les services publics comparables au Canada*

**3.49** La pièce 3.5 illustre le ratio d'endettement des exercices 2010 à 2019 pour l'ensemble des services publics comparables au Canada. Énergie NB affiche le ratio d'endettement le plus élevé d'une année à l'autre, qui se situe entre 91 % et 96 %, parmi les services publics comparables au Canada. L'analyse effectuée se fondait sur les ratios d'endettement indiqués dans les rapports annuels des services publics comparables. La part en capitaux propres de chacun de ces services publics peut être composée d'éléments différents. La mesure dans laquelle

<sup>5</sup> [https://www.btb.termiumplus.gc.ca/tpv2alpha/alpha-fra.html?lang=fra&i=1&srchtxt=financier+structure&index=alt&codom2nd\\_wet=1#resulttres](https://www.btb.termiumplus.gc.ca/tpv2alpha/alpha-fra.html?lang=fra&i=1&srchtxt=financier+structure&index=alt&codom2nd_wet=1#resulttres)

les services publics comparables utilisent des comptes de report requis dans le cadre réglementaire a aussi une incidence sur le niveau de capitaux propres. Ces facteurs pourraient influencer la comparabilité.

Pièce 3.5 - Ratio d'endettement d'Énergie NB et des services publics comparables au Canada



Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des services publics comparables (non audités)

\*En 2015, le gouvernement provincial a demandé à SaskPower de changer sa fin d'exercice pour passer du 31 décembre au 31 mars afin de coïncider avec celle de la province de la Saskatchewan. La première période financière s'est donc étendue sur 15 mois pour prendre fin le 31 mars 2016, ce qui explique pourquoi SaskPower n'a pas de ratio d'endettement pour 2015.

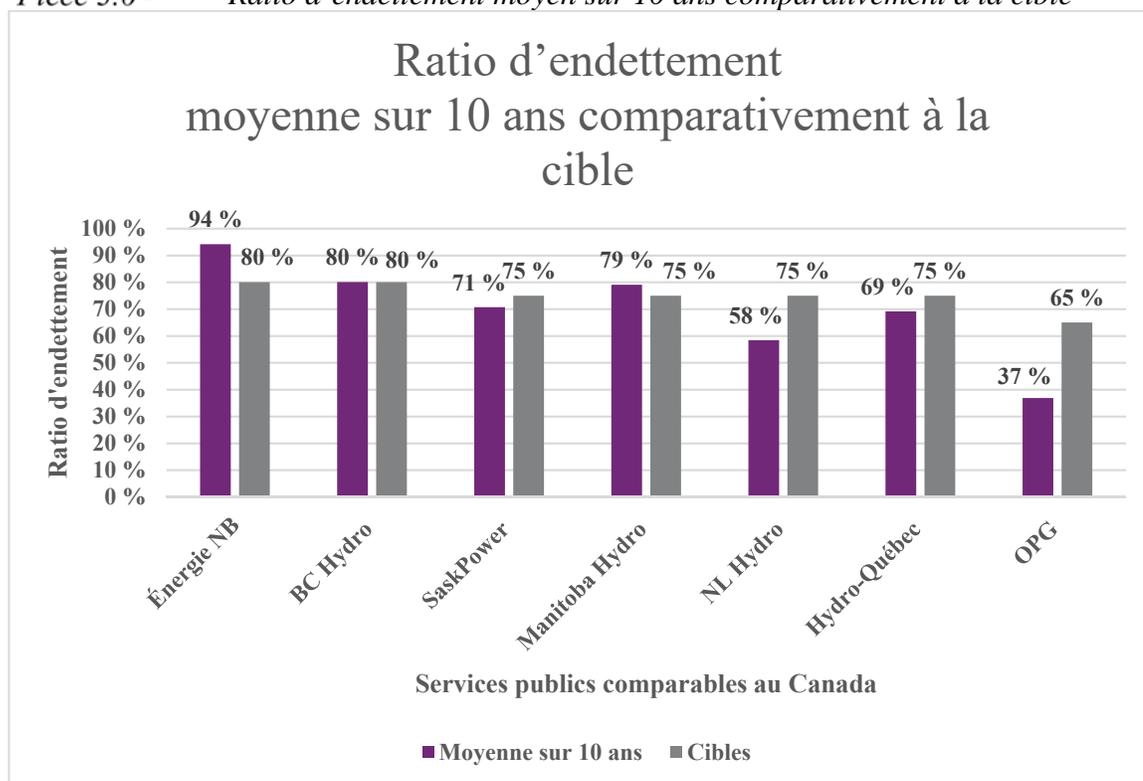
***Au cours de la dernière décennie, aucun autre service public comparable n'a atteint un ratio d'endettement de 90 %***

**3.50** Nous avons constaté qu'Énergie NB n'avait pas atteint le ratio cible d'endettement de 80/20 au cours de la dernière décennie, contrairement à ce qu'exige la *Loi sur l'électricité* depuis sa proclamation le 1<sup>er</sup> octobre 2013. En fait, Énergie NB n'a pas été en mesure d'abaisser le ratio d'endettement sous la barre des 90 % et a presque atteint son objectif (91 %) une seule fois, à l'exercice 2012. De plus, aucun autre service public comparable n'a jamais atteint un ratio d'endettement aussi élevé que 90 %. La société MB Hydro serait la plus proche, avec le ratio d'endettement de 86 % atteint en 2019.

***Au cours de la dernière décennie, le ratio d'endettement d'Énergie NB a atteint en moyenne 94 %***

**3.51** Au cours des 10 dernières années (exercices de 2010 à 2019), le ratio d'endettement d'Énergie NB a atteint 94 % en moyenne, ce qui est supérieur à celui de tout autre service public comparable au Canada et va à l'encontre de l'exigence de la *Loi sur l'électricité* et de son mandat. La pièce 3.6 illustre la moyenne sur 10 ans comparativement au ratio cible d'endettement d'Énergie NB et des services publics comparables au Canada.

Pièce 3.6 - Ratio d'endettement moyen sur 10 ans comparativement à la cible

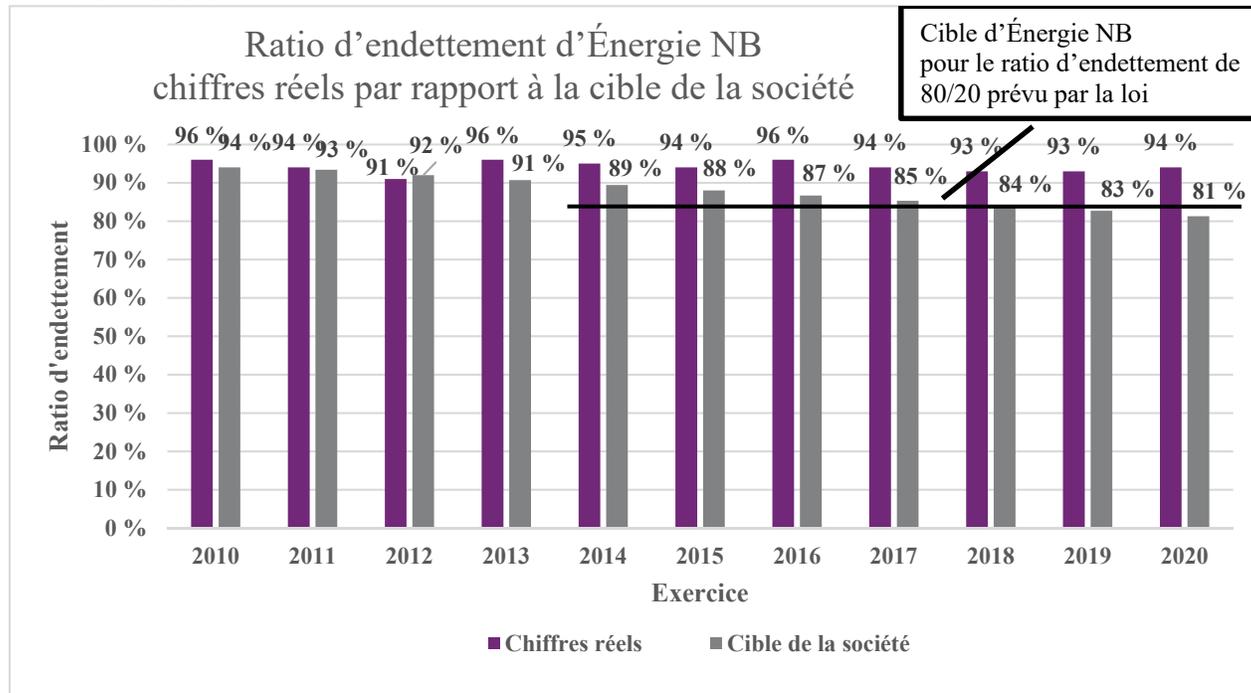


Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des pairs sur les services publics (non audités)

**Énergie NB n'a pas atteint la cible de 20 % en capitaux propres prescrite dans la loi en 2013**

**3.52** La pièce 3.7 illustre le ratio d'endettement réel d'Énergie NB par rapport à la cible de la Société entre 2010 et 2020. La pièce montre également l'incapacité d'Énergie NB à atteindre la cible de 20 % en capitaux propres prescrite dans la *Loi sur l'électricité*.

Pièce 3.7 - Ratio d'endettement d'Énergie NB – Chiffres réels par rapport à la cible de la Société



Source : Le VGNB selon l'examen du rapport annuel d'Énergie NB et des documents internes (non vérifiés)

**Au cours de la dernière décennie, tous les services publics comparables, à l'exception d'Énergie NB et de MB Hydro, ont atteint leur ratio d'endettement cible**

**3.53** La pièce 3.8 illustre le ratio d'endettement moyen sur 10 ans et les objectifs d'Énergie NB et de chaque service public comparable au Canada. Nous avons constaté que tous les services publics comparables, à l'exception d'Énergie NB et de Manitoba Hydro, avaient atteint leur ratio d'endettement cible au cours de la dernière décennie. Pour plus de détails sur le ratio d'endettement de chaque service public comparable, veuillez consulter l'annexe II.

*Pièce 3.8 - Ratio d'endettement cible d'Énergie NB et des services publics comparables*

Services publics comparables au Canada	Ratio d'endettement cible	Moyenne sur 10 ans du ratio d'endettement	Ratio d'endettement cible atteint
<b>Énergie NB</b>	89/12*	94/6	Non
<b>BC Hydro</b>	80/20	80/20	Oui
<b>MB Hydro</b>	75/25	79/21	Non
<b>SaskPower</b>	60/40 à 75/25	71/29	Oui
<b>Hydro-Québec</b>	75/25	69/31	Oui
<b>NL Hydro</b>	75/25	58/42	Oui
<b>OPG</b>	65/35	37/63	Oui

*Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des services publics comparables (non audités)*

*\*Le ratio d'endettement cible d'Énergie NB est fondé sur la cible moyenne sur 10 ans de la Société (conformément à la Loi sur l'électricité et au mandat, la cible est de 80/20).*

***Pour atteindre le ratio d'endettement cible de 80/20 d'ici 2027, Énergie NB devra réduire sa dette totale de 457 millions de dollars, ou sa dette annuelle de 65 millions de dollars en moyenne***

**3.54** Selon le plan décennal d'Énergie NB de 2021 à 2030, Énergie NB prévoit atteindre le ratio d'endettement de 80/20 en 2027 en réduisant sa dette de 457 millions de dollars pour atteindre 4,5 milliards de dollars. Nous estimons que cela représente une réduction annuelle moyenne de la dette de 65 millions de dollars. Or, cette cible semble irréaliste, car Énergie NB a, de 2010 à 2020, réduit son endettement de seulement 20 millions de dollars chaque année en moyenne depuis l'achèvement du projet de remise en état de la centrale de Point Lepreau.

***L'intervenant public remet en question le plan de réduction de la dette d'Énergie NB***

**3.55** En décembre 2019, l'intervenant public a demandé à Énergie NB, dans le cadre de l'Instance 458 (Demande générale de tarifs pour l'exercice 2020-2021 d'Énergie NB), si elle avait des plans précis sur le moment prévu pour atteindre le ratio d'endettement cible de 80/20 afin d'être en mesure de financer les principales dépenses en immobilisations de manière responsable.

***En décembre 2019, Énergie NB n'a indiqué aucune date définitive pour l'atteinte de la cible de 20 % de capitaux propres et a affirmé qu'il sera beaucoup plus difficile de maintenir des tarifs bas et stables une fois que le projet de Mactaquac débutera***

**3.56** Réponse d'Énergie NB à l'intervenant public :

- *[Traduction] Énergie NB n'a pas fixé de date précise pour déterminer à quel moment elle doit atteindre le ratio de capitaux propres minimal de 20 % ou si cette cible doit être dépassée;*
- *Énergie NB croit que si la cible n'est pas atteinte avant ou peu de temps avant le début du projet de Mactaquac, il sera alors beaucoup plus difficile d'atteindre la cible et de s'y tenir tout en essayant de maintenir des tarifs bas et stables.*

**3.57** De plus, le plan décennal de 2020 à 2029 d'Énergie NB (décembre 2018) indique que [Traduction.] « Énergie NB a clairement indiqué que les prévisions présentées ne constituaient pas un plan précis et recommandé, et qu'elle ne recommandait pas que l'atteinte de l'objectif en matière de capitaux propres soit reportée à 2029 ».

**3.58** Sans un plan bien défini pour atteindre la cible de 20 % de capitaux propres prévue par la loi, la capacité d'Énergie NB à financer des projets d'immobilisations de grande envergure, comme le projet d'atteinte de durée de vie utile de la centrale de Mactaquac, sera grandement restreinte.

**Recommandation**

**3.59** Nous recommandons qu'Énergie NB accorde la priorité à la réduction de la dette en élaborant un plan de gestion de la dette rigoureux et bien défini afin d'atteindre l'objectif prescrit en matière de capitaux propres d'ici 2027. Le plan devrait comprendre :

- des indicateurs de rendement clés (IRC) annuels réalisables, y compris un montant de réduction de la dette et un ratio d'endettement;
- l'obligation de fournir, au moyen du rapport annuel d'Énergie NB :
  - i. des informations sur tout écart par rapport aux IRC annuels;
  - ii. les raisons pour lesquelles les IRC ne sont pas atteints, le cas échéant;
  - iii. un plan d'action ajusté pour atteindre l'objectif prescrit en 2027.

**Ratio de couverture des intérêts**

**3.60** Le ratio de couverture des intérêts [Traduction.] « sert à déterminer la mesure dans laquelle une entreprise est capable de payer les intérêts sur sa dette en cours »<sup>6</sup>. Le ratio de couverture des intérêts est considéré comme un élément important des objectifs financiers, car une entreprise ne peut croître ou survivre si elle n'arrive pas à payer les intérêts sur ses obligations en cours. Un faible ratio de couverture des intérêts ne plaît généralement pas aux investisseurs, car il peut représenter un manque de potentiel de croissance.

- La couverture représente [Traduction] « la période (exercices) pendant laquelle les intérêts peuvent être payés à même les bénéfices courants de l'entreprise »<sup>7</sup>.

---

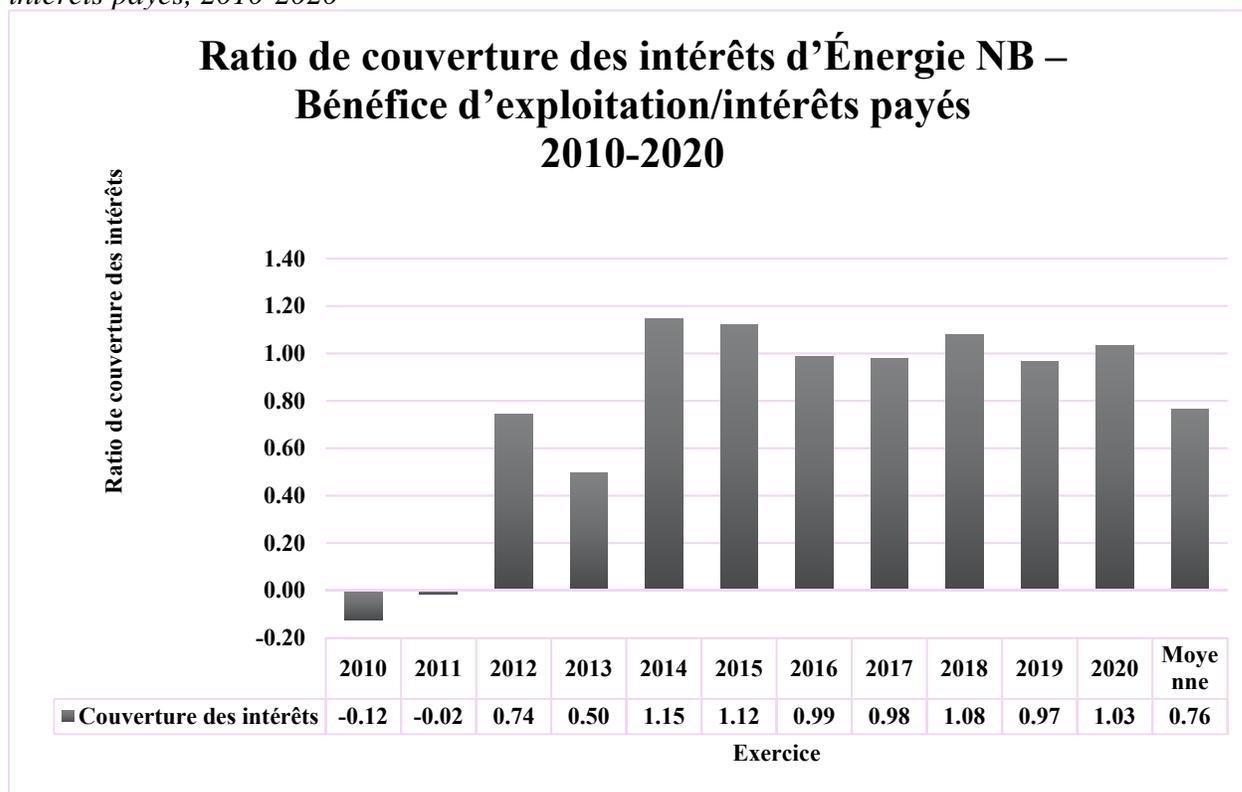
<sup>6</sup> <https://www.investopedia.com/terms/i/interestcoverageratio.asp>

<sup>7</sup> <https://www.investopedia.com/ask/answers/121814/what-good-interest-coverage-ratio.asp>

*Dans l'ensemble, les bénéfiques d'Énergie NB des 11 dernières années ne représentent les paiements d'intérêts que d'un seul exercice*

**3.61** La pièce 3.9 illustre le ratio de couverture des intérêts d'Énergie NB pour la période de 2010 à 2020. Seulement deux des autres sociétés de services publics comparables à Énergie NB calculent le ratio de couverture des intérêts dans leurs rapports annuels. Par conséquent, afin de fournir une comparaison valable du ratio de couverture des intérêts pour l'ensemble des services publics comparables au Canada, nous avons calculé le ratio en fonction du bénéfice d'exploitation (produits – charges) divisé par les intérêts payés. La couverture des intérêts d'Énergie NB met en évidence l'incapacité de couvrir les paiements d'intérêts au-delà d'un seul exercice financier en raison des difficultés financières croissantes d'Énergie NB. En 2020, le ratio de couverture des intérêts d'Énergie NB était en hausse de 1,03 contre 0,97 en 2019 et supérieur à la moyenne de 0,76.

Pièce 3.9 - Ratio de couverture des intérêts d'Énergie NB – Bénéfice d'exploitation/intérêts payés, 2010-2020

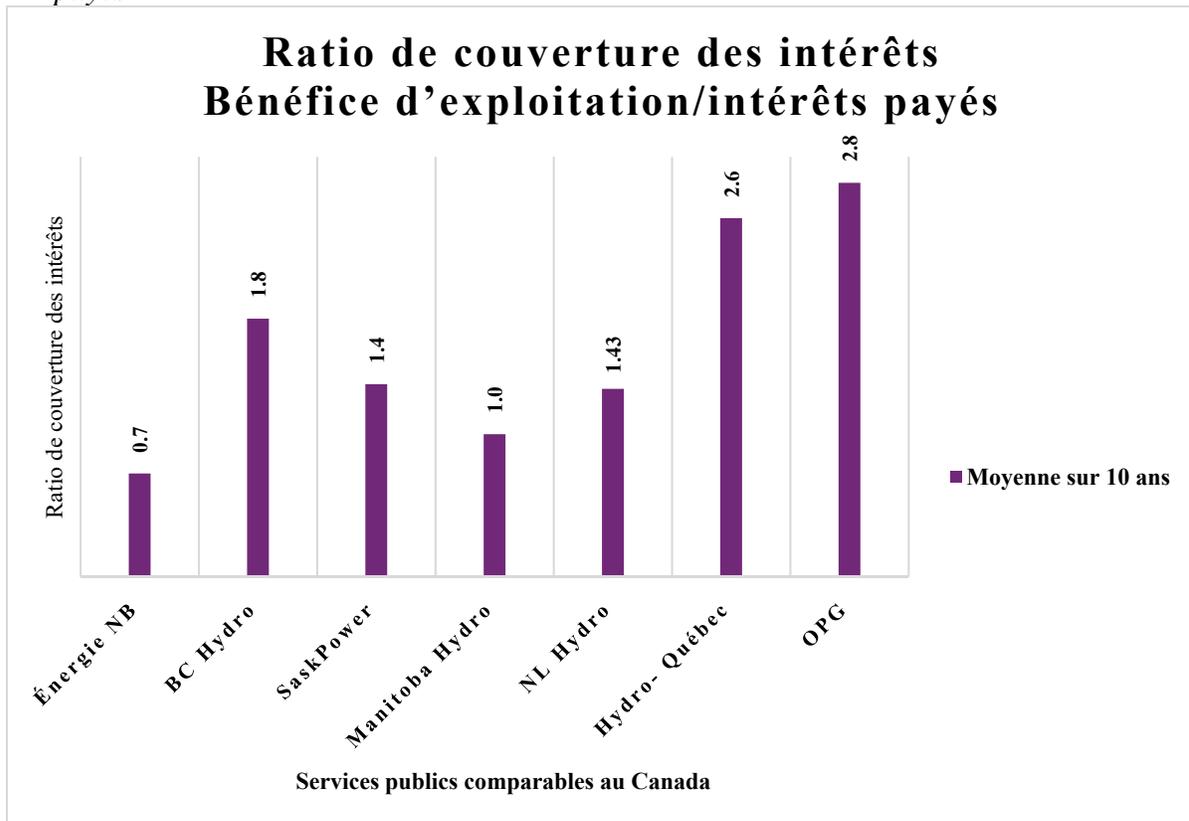


Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels d'Énergie NB (non audités)

**Énergie NB affiche le pire ratio de couverture des intérêts de la moyenne sur dix ans parmi les services publics comparables au Canada**

**3.62** La pièce 3.10 présente une comparaison entre tous les services publics comparables au Canada. La pièce démontre qu'Énergie NB affiche le pire ratio de couverture des intérêts (0,74) de la moyenne sur dix ans parmi les services publics comparables au Canada selon des moyennes sur 10 ans.

Pièce 3.10 - Ratio de couverture des intérêts – Bénéfice d'exploitation/intérêts payés



Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des services publics comparables (non audités)

**3.63** En 2016, Énergie NB a effectué une analyse comparative fondée sur les données de 2010 à 2014. Le rapport d'analyse comparative présente les résultats du ratio de couverture des intérêts qui, selon ce rapport, montrent qu' [Traduction] « Énergie NB demeure dans le pire quartile en ce qui concerne tous les paramètres de mesure de la valeur pour les actionnaires » y compris la couverture des intérêts.

## Analyse des cotes de crédit

*Énergie NB obtient des taux d'intérêt fondés sur la cote de crédit de la province du Nouveau-Brunswick*

**3.64** La dette d'Énergie NB, dont il est question aux paragraphes 1.19 et 1.20, est émise par l'intermédiaire de la province. Par conséquent, Énergie NB obtient des taux d'intérêt fondés sur la cote de crédit de la province. Énergie NB verse à la province des frais de gestion du portefeuille de la dette de 0,65 % en fonction du solde du prêt d'Énergie NB au début de l'exercice.

**3.65** En octobre 2019, Énergie NB a retenu les services d'un expert-conseil pour qu'il effectue un examen de la stratégie de financement. L'expert-conseil a estimé la cote de crédit intrinsèque théorique d'Énergie NB à l'aide des méthodes de notation publiées par les agences de notation DBRS et Moody's. Les résultats sont présentés à la pièce 3.11.

*Pièce 3.11 - Cote de crédit estimative d'Énergie NB par rapport à la province du Nouveau-Brunswick*

Agence de notation	Énergie NB	Province du Nouveau-Brunswick
<b>DBRS</b>	BBB-	A (élevé)
<b>Moody's</b>	Baa3	Aa2

*Source : Examen de la stratégie de financement d'Énergie NB (octobre 2019) (non audité)*

**3.66** Le cabinet comptable a noté que le taux d'intérêt nominal moyen pondéré d'Énergie NB sur les émissions de dette à long terme était concurrentiel par rapport aux services publics comparables (4,23 % au 31 mars 2019 contre 4,50 % en moyenne pour les services publics comparables).

*La combinaison du ratio d'endettement le plus élevé et de la pire couverture des intérêts de la moyenne sur dix ans parmi les administrations comparables représente un risque de liquidité élevé pour Énergie NB*

**3.67** La combinaison du ratio d'endettement le plus élevé et de la pire couverture des intérêts de la moyenne sur dix ans parmi les administrations comparables représente un risque de liquidité élevé pour Énergie NB.

**3.68** La pièce 3.12 présente les résultats d'une comparaison théorique des écarts de taux d'intérêt que nous avons effectuée entre la province et une société canadienne de services publics ayant une cote de crédit BBB- (DRBS) ou Baa3 (Moody's).

*Pièce 3.12 - Comparaison théorique des écarts de taux d'intérêt entre la province et une société canadienne de services publics ayant une cote de crédit BBB- ou Baa3 (au 1<sup>er</sup> septembre)*

	3 ans	5 ans	10 ans	30 ans	Moyenne
<b>2018</b>	0,72 %	0,67 %	0,79 %	1,02 %	0,80 %
<b>2019</b>	0,72 %	0,68 %	0,83 %	1,10 %	0,83 %
<b>2020</b>	0,81 %	0,87 %	1,09 %	1,65 %	1,11 %
<b>Moyenne annuelle</b>	0,75 %	0,74 %	0,90 %	1,26 %	0,91 %

Source : Finances et Conseil du Trésor (non audité)

*Les ratios d'endettement et de couverture des intérêts d'Énergie NB pourraient être pires si la Société émettait elle-même des titres de créances*

**3.69** La moyenne globale de tous les écarts est de 0,91 %. Par conséquent, si Énergie NB devait émettre sa propre dette, elle paierait des intérêts à un taux moyen de 0,26 % supérieur à son taux actuel (frais de gestion du portefeuille de la dette de 0,91 % – 0,65 %). Autrement dit, les ratios d'endettement et de couverture des intérêts pourraient être pires si Énergie NB devait émettre ses propres titres de créances.

## Analyse d'autres ratios financiers

**3.70** Nous avons également effectué une analyse de quatre ratios financiers supplémentaires.

- Flux de trésorerie d'exploitation sur les dépenses en capital (FTE/DC);
- Flux de trésorerie d'exploitation sur la dette (FTE/dette);
- Bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement (BAIIA) sur l'actif total;
- BAIIA sur le total des revenus.

**3.71** L'analyse est résumée ci-dessous. Les résultats détaillés figurent à l'annexe III.

- Le ratio FTE/DC d'Énergie NB se situe dans la fourchette moyenne par rapport aux autres services publics. Ce ratio donne à penser qu'Énergie NB investit des fonds d'exploitation dans les dépenses en immobilisations à un niveau similaire à celui des services publics comparables. Un ratio FTE/DC élevé montre qu'une entreprise dispose de capitaux suffisants pour financer ses activités.
- Le ratio FTE/dette d'Énergie NB est du même ordre que celui d'autres services publics à fort levier financier comme BC Hydro et MB Hydro. Étant donné que d'importantes dépenses en immobilisations sont prévues après 2027, Énergie NB estime qu'elle doit abaisser le niveau d'endettement avant 2027 pour réduire les risques financiers.
- Le ratio BAIIA/actif total d'Énergie NB se situe au milieu par rapport à celui d'autres services publics semblables. Ce ratio suggère qu'Énergie NB utilise relativement efficacement ses actifs pour générer un bénéfice en trésorerie.
- Le ratio BAIIA/total des revenus d'Énergie NB est le plus faible, bien qu'il soit proche de celui d'OPG et de NL Hydro, qui ont toutes deux atteint leur ratio cible d'endettement.

## Plan décennal d'Énergie NB

*Le plan décennal vise à permettre à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick d'évaluer la capacité d'Énergie NB d'atteindre ses objectifs à long terme prescrits dans la loi*

*Les principales hypothèses varient considérablement d'une année à l'autre et échappent largement au contrôle d'Énergie NB*

*Des experts de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick et l'intervenant public soulignent que l'approche d'Énergie NB est unique en matière de prévisions financières*

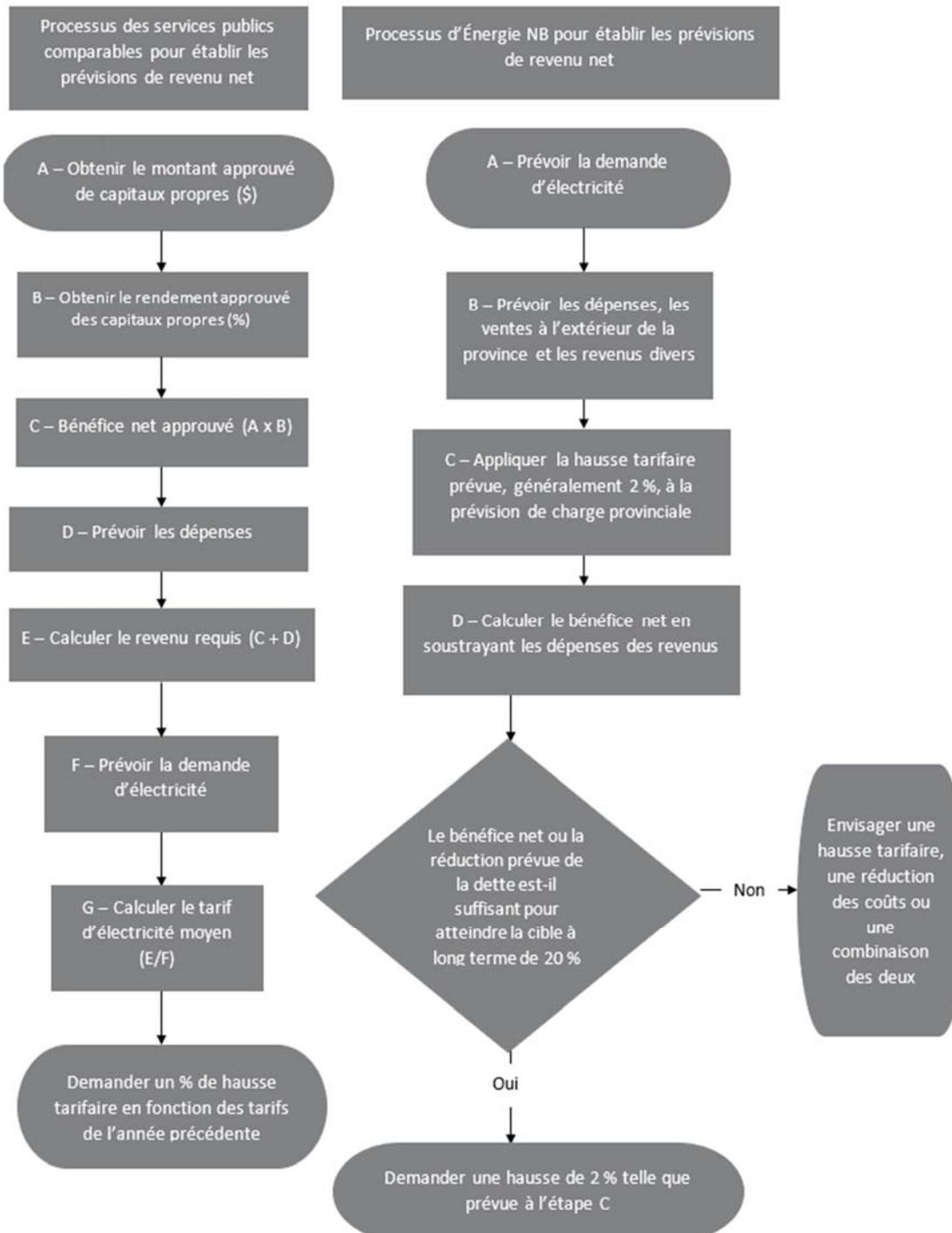
**3.72** L'article 101(1) de la *Loi sur l'électricité* précise qu'Énergie NB doit, à titre informatif, déposer annuellement auprès de la CESP un plan stratégique, financier et d'investissement en immobilisations couvrant les 10 exercices suivants. Le *Plan décennal* est un document clé fourni avec la demande de tarification générale annuelle d'Énergie NB. Il permet à la CESP d'évaluer les progrès et la capacité de prévision d'Énergie NB d'atteindre les buts et les objectifs à long terme prescrits dans la loi.

**3.73** Les prévisions financières énoncées dans les plans décennaux reposent sur plusieurs hypothèses clés, dont les augmentations de tarifs, les prix du carburant, les taux d'intérêt, la production hydroélectrique et la capacité de la centrale de Point Lepreau. Ces facteurs peuvent varier considérablement d'une année à l'autre et échappent largement au contrôle d'Énergie NB. Il serait donc difficile de présenter des prévisions financières fermes et précises pour une si longue période.

**3.74** Nous avons examiné deux rapports préparés par des experts retenus par la CESP et l'intervenant public. Les deux experts ont constaté qu'Énergie NB suivait généralement une approche consistant à établir d'abord une augmentation tarifaire précise, puis à calculer le bénéfice net obtenu pour la première année de la prévision.

**3.75** L'expert de la CESP a souligné que l'approche d'Énergie NB est plutôt unique par rapport à celle des services publics comparables au Canada. La pièce 3.13 illustre les deux processus différents de demande de tarification. Pour la plupart des autres services publics comparables, le bénéfice net est calculé en fonction du montant approuvé de capitaux propres et du rendement approuvé de ceux-ci. Pour Énergie NB, le bénéfice net est calculé à partir des taux prévus nécessaires pour atteindre l'objectif à long terme de la structure financière d'Énergie NB. Cette situation vient du fait que la loi ne prescrit pas de structure financière ou de rendement des capitaux propres présumé, et que la CESP est tenue de prendre en considération les besoins annuels en produits dans le contexte de l'objectif d'endettement de 80 % à atteindre.

Pièce 3.13 - Processus de prévision du bénéfice net adopté par Énergie NB et les services publics comparables



Source : Créé par le VGNB à l'aide des renseignements fournis par Énergie NB et le rapport d'experts de la CESP.

***Une comparaison entre les prévisions et les données réelles montre que les prévisions financières des plans décennaux ne sont pas exactes***

***Le bénéfice net réel d'Énergie NB variait en moyenne de 50 millions de dollars par année par rapport aux projections de l'année de base***

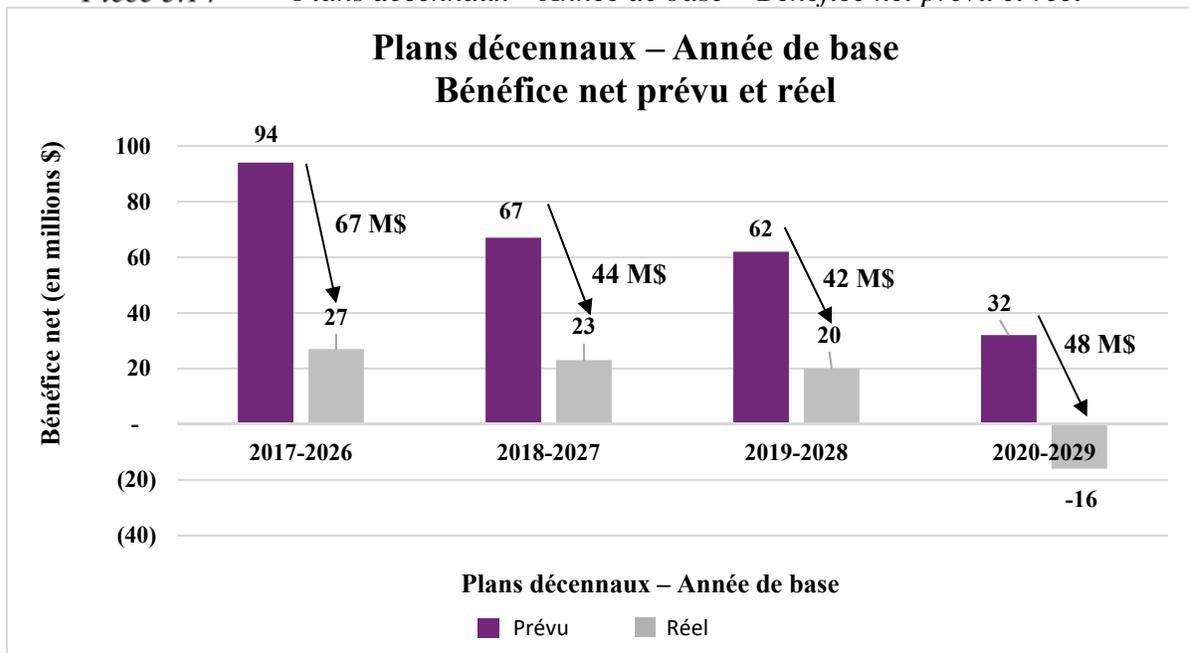
***Le bénéfice net réel d'Énergie NB variait en moyenne de 124 millions de dollars par rapport aux projections du plan décennal de 2017 à 2026***

**3.76** Pour évaluer le caractère raisonnable et l'exactitude des prévisions financières énoncées dans les plans décennaux, nous avons comparé les projections qu'ils contiennent aux rapports annuels d'Énergie NB pour les exercices 2017, 2018, 2019 et 2020. Malgré un bénéfice d'exploitation plus élevé à l'exercice 2019-2020 qu'à l'exercice 2018-2019, la Société a enregistré une perte nette de 16 millions de dollars. Énergie NB a déclaré que cette réduction est surtout attribuable à l'instabilité des marchés financiers en février et en mars 2020 provoquée en grande partie par la pandémie.

**3.77** Énergie NB n'a pas été en mesure de prévoir avec exactitude son bénéfice net au moyen de son approche actuelle. Explications :

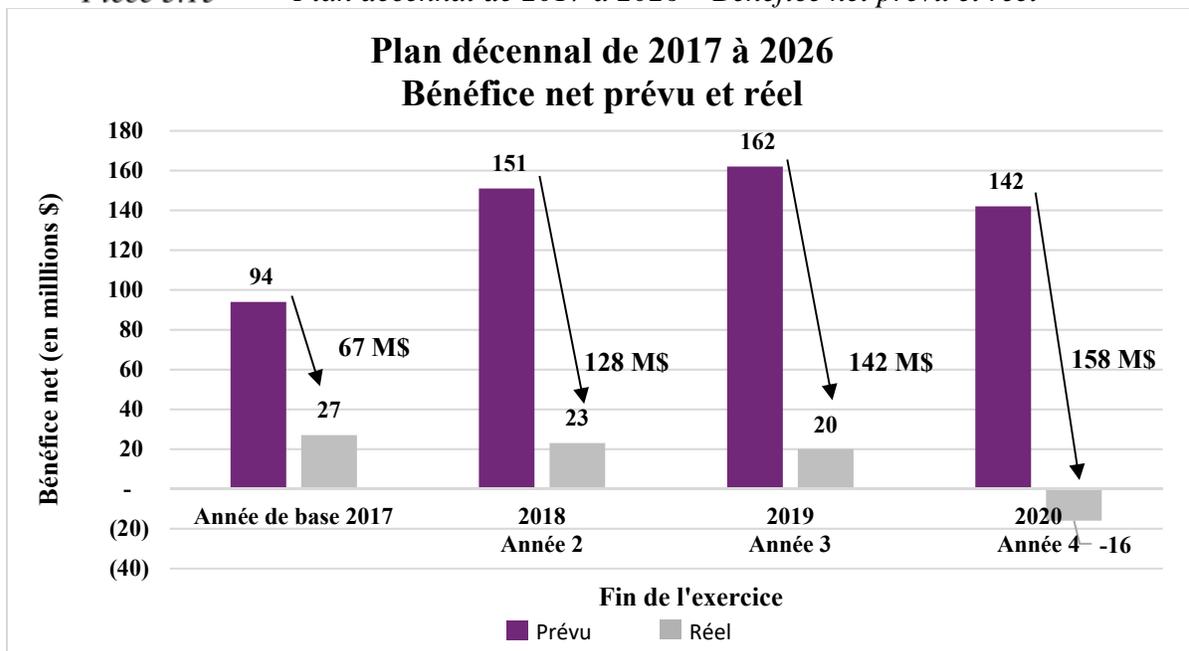
- La pièce 3.14 montre que le bénéfice net réel d'Énergie NB inscrit dans les rapports annuels variait en moyenne de 50 millions de dollars par rapport aux projections de l'année de base (première année), comme l'indiquent les plans décennaux examinés;
- La pièce 3.15 montre également l'incapacité d'Énergie NB de prévoir avec exactitude son bénéfice net futur. Nous avons déterminé que le bénéfice net réel d'Énergie NB inscrit dans les rapports annuels variait en moyenne de 124 millions de dollars par rapport aux prévisions faites dans le plan décennal de 2017 à 2026.

Pièce 3.14 - Plans décennaux – Année de base – Bénéfice net prévu et réel



Source : Le VGNB d'après l'examen des plans décennaux et des rapports annuels d'Énergie NB (non audités)

Pièce 3.15 - Plan décennal de 2017 à 2026 – Bénéfice net prévu et réel



Source : Le VGNB selon l'examen du plan décennal d'Énergie NB 2017-26 et des rapports annuels (non audités)

**La situation financière d'Énergie NB a une incidence sur la province et tous les Néo-Brunswickois**

**3.78** L'incapacité d'Énergie NB de prévoir avec exactitude son bénéfice net a une incidence sur la situation financière de la province et tous les Néo-Brunswickois. Comme le montre la pièce 3.16, le bénéfice net prévu d'Énergie NB dans son plan décennal est mentionné dans le budget principal des dépenses de la province. Au cours des quatre dernières années, le rendement d'Énergie NB a été inférieur aux attentes à hauteur de 195 millions de dollars. Cette situation est très préoccupante et soulève des questions de pérennité, compte tenu des grands projets d'immobilisations à venir. Lorsqu'Énergie NB n'est pas en mesure d'atteindre son bénéfice net cible, cela nuit à la capacité de la province d'atteindre son bénéfice net prévu au budget.

*Pièce 3.16 - Bénéfice net prévu d'Énergie NB par rapport au budget principal des dépenses de la province et aux données réelles dans les états financiers*

en millions	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	Total
<b>Plan décennal d'Énergie NB</b>	94,0 \$	67,0 \$	62,0 \$	32,0 \$	255,0 \$
<b>Budget principal des dépenses de la province (A)</b>	94,0 \$	72,7 \$	67,7 \$	37,7 \$	272,1 \$
<b>Données financières réelles de la province (B)</b>	32,7 \$	28,7 \$	25,7 \$	- 10,3 \$	76,8 \$
<b>Écart défavorable (B-A)</b>	- 61,3 \$	- 44,0 \$	- 42,0 \$	- 48,0 \$	- 195,3 \$

*Source : Le VGNB d'après l'examen des plans décennaux et des rapports annuels d'Énergie NB et du budget principal des dépenses et des états financiers de la province (non audités)*

**3.79** Sur une base moyenne, Énergie NB a été en mesure de prévoir ses revenus avec une exactitude raisonnable. La variabilité du bénéfice net d'Énergie NB est principalement attribuable à ses dépenses. Les frais de carburant et les achats d'électricité constituent le principal poste de dépenses. Nous avons constaté que ce poste présentait l'écart défavorable le plus important entre les prévisions et les données réelles.

**3.80** La pièce 3.17 illustre les prévisions du plan décennal d'Énergie NB en matière de frais de carburant et d'achats

d'électricité par rapport aux données réelles déclarées dans ses rapports annuels.

*Pièce 3.17 - Analyse des écarts en matière de frais de carburant et d'achats d'électricité (exercices 2016-2017 à 2019-2020)*

(en millions \$)	2016-2017			2017-2018			2018-2019			2019-2020			Total sur 4 ans	Moyenne sur 4 ans
	Chiffres réels	Prévisions	Écart											
Recettes des ventes provinciales	1 369	1 426	(57)	1 402	1 429	(27)	1 416	1 453	(37)	1 420	1 496	(76)	(197)	(49)
Recettes des ventes hors province	251	337	(86)	265	223	42	293	178	115	428	166	262	333	83
Recettes des ventes totales	1 620	1 763	(143)	1 667	1 652	15	1 709	1 631	78	1 848	1 662	186	136	34
Frais de carburant et d'achats d'électricité provinciaux	525	532	(7)	529	484	45	560	498	62	470	510	(40)	60	15
Frais de carburant et d'achats d'électricité hors province	177	240	(63)	198	152	46	201	99	102	307	105	202	287	72
Total des frais de carburant et d'achats d'électricité	702	772	(70)	727	636	91	761	597	164	777	615	162	347	87
Marge brute provinciale	844	894	(50)	873	945	(72)	856	955	(99)	950	986	(36)	(257)	(64)
Marge brute hors province	74	97	(23)	67	71	(4)	92	79	13	121	61	60	46	12
Total de la marge brute	918	991	(73)	940	1 016	(76)	948	1 034	(86)	1 071	1 047	24	(211)	(53)
Ventes provinciales (en millions de kWh)	13 039	13 458	(419)	13 170	13 270	(100)	13 186	12 945	241	13 097	13 505	(408)	(686)	(172)
Ventes hors province (en millions de kWh)	3 360	3 840	(480)	3 491	2 855	636	3 373	1 970	1 403	5 049	2 018	3 031	4 590	1 148
Total des ventes	16 399	17 298	(899)	16 661	16 125	536	16 559	14 915	1 644	18 146	15 523	2 623	3 904	976
<b>Écart - frais de carburant et achats d'électricité</b>														
Hors province			(63)			46			102			202	287	72
Dans la province			(7)			45			97			(5)	130	33
Modification de convention comptable*									(35)			(35)	(70)	
Total - frais de carburant et achats d'électricité			(70)			91			164			162	347	87

\*En 2018-2019, une modification de convention comptable a été apportée pour retrancher le coût de certains achats d'électricité de clients hors province des recettes provinciales. La modification n'a pas été apportée dans le budget avant 2020-2021 et a donc donné lieu à un écart entre les chiffres réels et les prévisions d'environ 35 millions \$ et en 2018-2019 et 2019-2020 aussi bien pour les recettes que pour les dépenses pour le carburant et les achats d'électricité.

Source : Énergie NB (non audité)

**L'écart moyen de 87 millions de dollars pour les frais de carburant et les achats d'électricité est la plus grosse dépense d'Énergie NB et l'écart le plus substantiel entre les prévisions et les données réelles**

**3.81** L'écart moyen est de 347 millions de dollars pour une moyenne annuelle de 87 millions. Selon Énergie NB, [Traduction] « bien que les montants dépensés hors province pour le carburant et les achats d'électricité dépassent de 287 millions de dollars le montant prévu pour les quatre exercices, la marge brute dépasse les prévisions de 46 millions de dollars. Énergie NB profite des occasions qui se présentent de réaliser des ventes à l'exportation avec profit. Il est difficile de prévoir ces occasions en raison des conditions changeantes des marchés et de l'incertitude des mises lors des ventes aux enchères »<sup>8</sup>. Nous sommes conscients que l'exactitude des prévisions de dépenses dépend d'hypothèses importantes associées aux prix du carburant, à la production hydroélectrique et au facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau. En raison des incertitudes entourant ces hypothèses, il est difficile de prévoir les coûts. Cependant, il est problématique de voir que les coûts réels des frais de carburant et des achats

<sup>8</sup> Énergie NB

d'électricités ont dépassé les prévisions de 33 millions de dollars en moyenne, tandis que les ventes ont rapporté 49 millions de moins que prévu, ce qui a donné lieu à une réduction de 64 millions de dollars de la marge brute provenant des ventes dans la province.

*Des prévisions de dépenses optimistes pourraient prêter à confusion pour l'organisme de réglementation qui évalue la demande de tarification d'Énergie NB*

*Les principaux risques et incertitudes ne sont pas quantifiés ni compris dans les prévisions des besoins en revenus d'Énergie NB*

**3.82** Toutefois, le fait que les prévisions de dépenses soient constamment et considérablement inférieures aux dépenses réelles indique que la méthode de prévision adoptée par Énergie NB doit changer. Des prévisions de dépenses optimistes pourraient prêter à confusion pour l'organisme de réglementation qui évalue la demande de tarification d'Énergie NB.

**3.83** Énergie NB fait état des principaux risques et incertitudes dans ses plans décennaux. Les plans décennaux comportent des analyses de sensibilité et de scénarios pour montrer les changements dans certaines hypothèses qui ont une incidence sur les prévisions financières. Énergie NB indique qu'elle inclut dans son budget d'exploitation, d'entretien et d'administration une réserve en cas de tempête qui est fondée sur une moyenne mobile sur cinq ans des coûts historiques des tempêtes. Cependant, Énergie NB établit ses prévisions de revenus et de dépenses uniquement sur ce que la Société croit être le scénario le plus probable. Ainsi, Énergie NB prévoit que le prix du mazout lourd sera de 58,51 \$ US en 2021 et de 60,68 \$ US en 2022. Ce sont les seuls prix utilisés dans les prévisions, sans considération pour la probabilité que le prix du mazout fluctue. Des changements dans les hypothèses principales peuvent avoir une incidence importante sur les résultats financiers. L'environnement d'exploitation d'Énergie NB est complexe et comporte des variabilités inhérentes. En omettant de considérer la probabilité et l'incidence quantitative de ces variations, Énergie NB risque non seulement de sous-estimer ses dépenses et de prévoir des revenus insuffisants, mais aussi de surestimer sa capacité de rembourser sa dette et d'atteindre l'objectif en matière de capitaux propres prescrit dans la loi d'ici 2027.

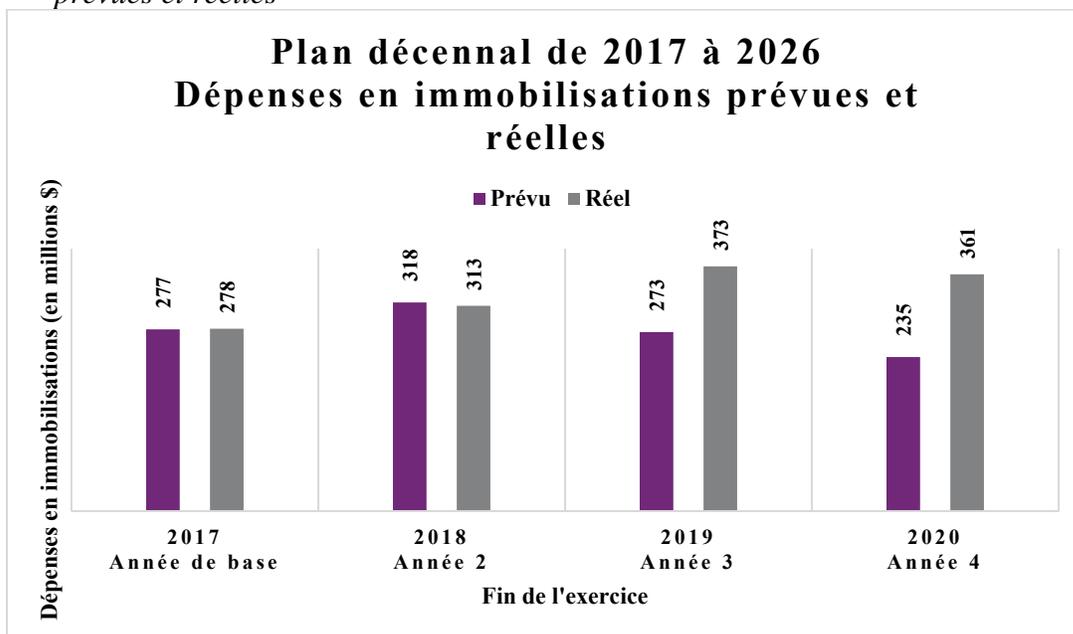
**Recommandation**

**3.84** Nous recommandons qu'Énergie NB améliore son processus prévisionnel et quantifie l'incidence des incertitudes probables dans son plan décennal, comme les prix du carburant, la production hydroélectrique, le facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau, les événements météorologiques et ainsi de suite.

*Énergie NB a du mal à prévoir les dépenses en immobilisations des prochaines années*

**3.85** La pièce 3.18 illustre la difficulté d'Énergie NB à prévoir les dépenses en immobilisations des prochaines années. Par exemple, les données réelles déclarées en 2020 étaient en hausse de 154 % (126 millions de dollars) par rapport aux prévisions du plan décennal 2017-2026. Nous avons toutefois observé que la majeure partie des dépenses en immobilisations annuelles prévues pour l'année de base étaient très proches (102 % en moyenne) des données réelles déclarées dans les rapports annuels.

Pièce 3.18 - Plan décennal de 2017 à 2026 – Dépenses en immobilisations prévues et réelles

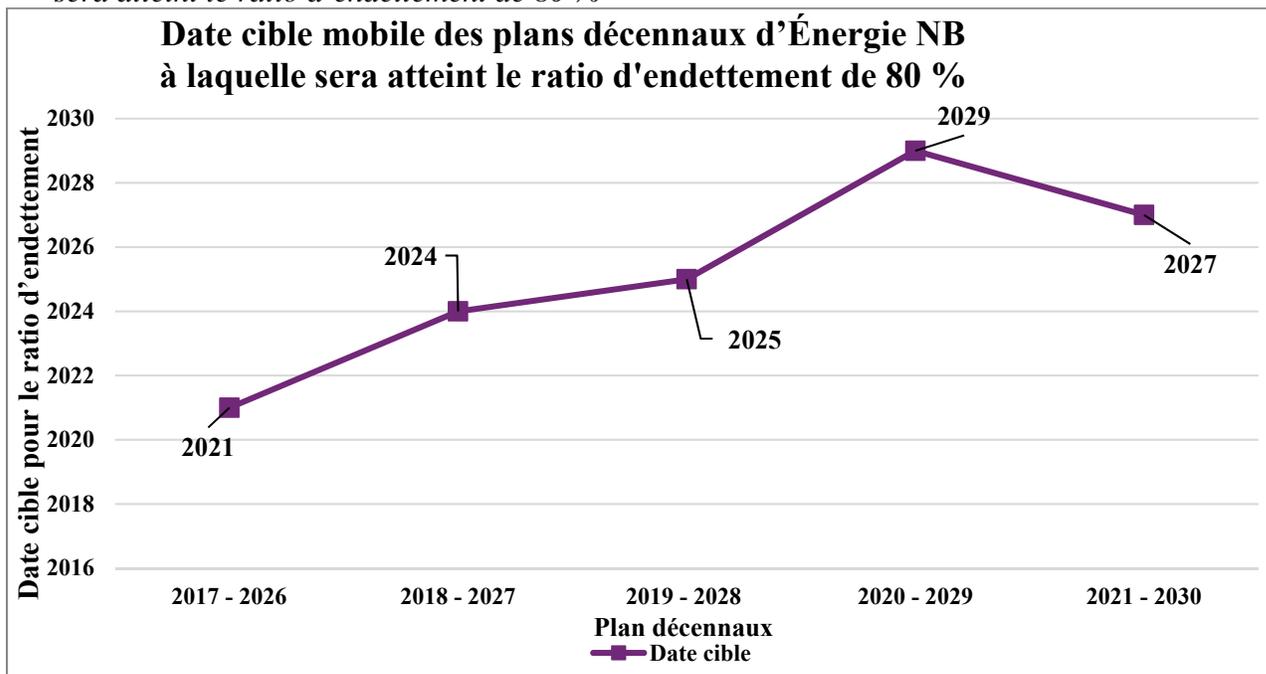


Source : Le VGNB selon l'examen du plan décennal d'Énergie NB 2017-2026 et des rapports annuels (non audités)

*Dans les plans décennaux d'Énergie NB, la date à laquelle l'objectif de 20 % en capitaux propres sera atteint change constamment*

**3.86** La pièce 3.19 illustre le ratio d'endettement d'Énergie NB dans les cinq derniers plans décennaux. La pièce montre la date cible changeante d'Énergie NB pour atteindre l'objectif de 20 % en capitaux propres comme l'exige la Loi sur l'électricité et le mandat de la Société.

Pièce 3.19 - Date cible mobile des plans décennaux d'Énergie NB à laquelle sera atteint le ratio d'endettement de 80 %



Source : Le VGNB selon l'examen des plans décennaux d'Énergie NB (non audités)

**Énergie NB n'a pas atteint le ratio d'endettement cible de 20 % et a rajusté la date cible dans chacun des plans décennaux examinés**

**3.87** Énergie NB n'a pas atteint le ratio d'endettement et a rajusté la date cible dans chacun des plans décennaux examinés. Le plan décennal de 2017 à 2026 est le seul plan décennal examiné qui correspondait à la date cible initiale de 2021. Des modifications ont été apportées à la cible de capitaux propres dans les plans décennaux suivants :

- 2018-2027 : date cible repoussée à 2024;
- 2019-2028 : date fixée à 2025;
- 2020-2029 : date reportée à 2029;
- 2021-2030 : à la lumière du nouveau mandat, Énergie NB rajuste la date à 2027.

## Augmentation annuelle des tarifs d'Énergie NB

**3.88** Comme il est mentionné précédemment, le contexte réglementaire d'Énergie NB prévoit que les tarifs de la Société sont réglementés par la *Loi sur l'électricité* et par la CESP.

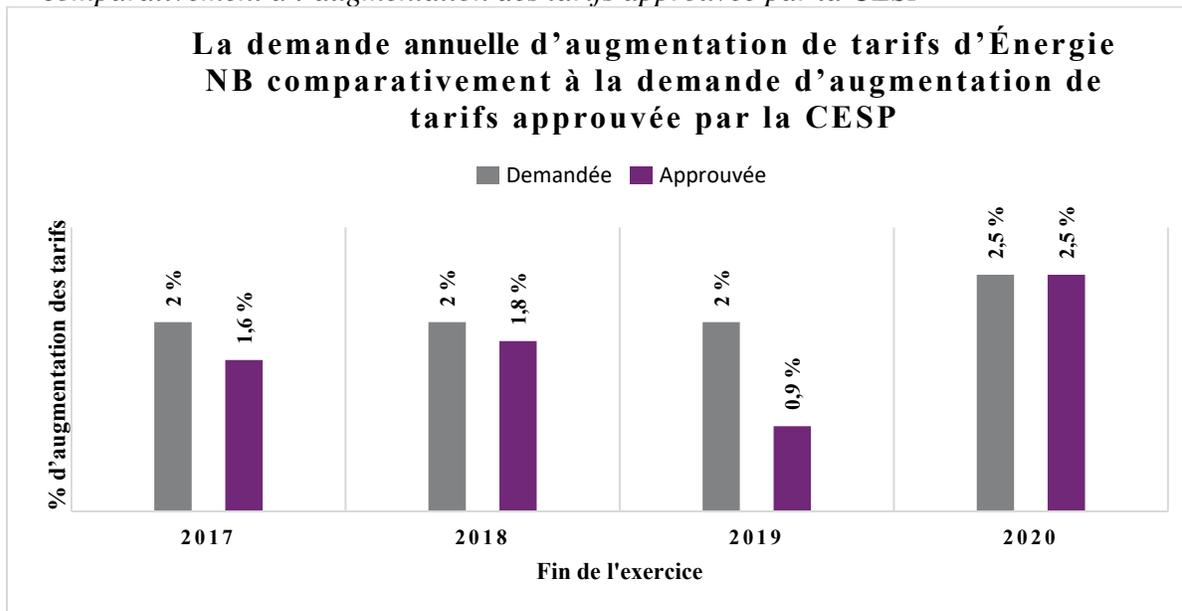
**3.89** Le sous-alinéa 68a)(ii) de la *Loi sur l'électricité* exige que les tarifs facturés par Énergie NB pour la vente d'électricité dans la province « lui fournissent des recettes suffisantes pour qu'elle puisse obtenir un rendement juste et raisonnable dans le cadre de son objectif de produire un revenu suffisant pour pouvoir réaliser une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres ».

***La Loi sur l'électricité ne définit pas clairement ce que sont des tarifs stables et prévisibles***

**3.90** L'alinéa 68c) de la *Loi sur l'électricité* exige que, « dans la mesure du possible, les tarifs [d'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 ».

**3.91** La pièce 3.20 compare la demande annuelle d'augmentation des tarifs d'Énergie NB décrite dans les plans décennaux à l'augmentation annuelle des tarifs approuvée par la CESP.

Pièce 3.20 - La demande annuelle d'augmentation des tarifs d'Énergie NB comparativement à l'augmentation des tarifs approuvée par la CESP



Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels et des plans décennaux d'Énergie NB (non audités)

**La Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick n'a pas approuvé la demande de tarification annuelle d'Énergie NB en 2017, en 2018 et en 2019**

**3.92** Nous avons constaté que la CESP n'a pas approuvé les demandes annuelles d'augmentation des tarifs d'Énergie NB, qui estime qu'une hausse de 1 % équivaut à environ 14 millions de dollars en recettes annuelles.

**3.93** Le pourcentage de l'augmentation annuelle des tarifs proposée par Énergie NB, mais rejetée par la CESP, ne devrait pas avoir d'incidence majeure sur le bénéfice net prévu d'Énergie NB. Les montants des dépenses refusées sont pris en compte dans la réduction de l'augmentation moyenne des tarifs demandée, ce qui a un effet net nul sur le bénéfice net. De plus, la CESP n'a pas le pouvoir de rejeter un projet proposé par Énergie NB; elle ne peut que rejeter l'incidence connexe sur la hausse annuelle des tarifs.

**3.94** La pièce 3.21 illustre les dépenses refusées par la CESP dans la demande de tarification annuelle d'Énergie NB.

*Pièce 3.21 - Dépenses rejetées par la CESP dans la demande de tarification annuelle d'Énergie NB*

Exercice terminé le 31 mars	Augmentation tarifaire demandée par Énergie NB	Augmentation tarifaire approuvée par la CESP	Dépenses rejetées par la CESP (en millions \$)
2017	2,0 %	1,6 %	4,7 \$
2018	2,0 %	1,8 %	4,7 \$
2019*	1,5 %	0,90 %	8,7 \$
2020	2,5 %	2,5 %	0,3 \$

\* Pour la fin de l'exercice 2019, Énergie NB a initialement demandé une augmentation tarifaire de 2,0 % pour 2018-2019, puis a révisé la demande tarifaire à 1,5 % à la suite de la réception du produit d'un règlement de poursuite.

Source : Le VGNB d'après l'examen des plans décennaux et des rapports annuels d'Énergie NB (non audités)

**3.95** Par exemple, en 2019, la CESP a refusé un total de 8,7 millions de dollars en coûts projetés et abaissé le tarif demandé d'un montant équivalent dans la demande de tarification générale d'Énergie NB. Les dépenses refusées sont les suivantes :

- Projet d'infrastructure de mesure avancée (100 000 \$);
- Rapport d'énergie du domicile (600 000 \$);
- Efficacité énergétique pour les propriétaires à faible revenu (2 millions \$);
- Réponse à la demande résidentielle et commerciale (1,6 million \$);
- Habilitation (300 000 \$);
- Énergie solaire et entreposage (2 millions \$);
- Chargeurs de véhicules électriques (1,3 million \$);
- Maisons intelligentes (800 000 \$).

***La réduction de la dette d'Énergie NB pourrait être touchée si la Société va de l'avant avec les***

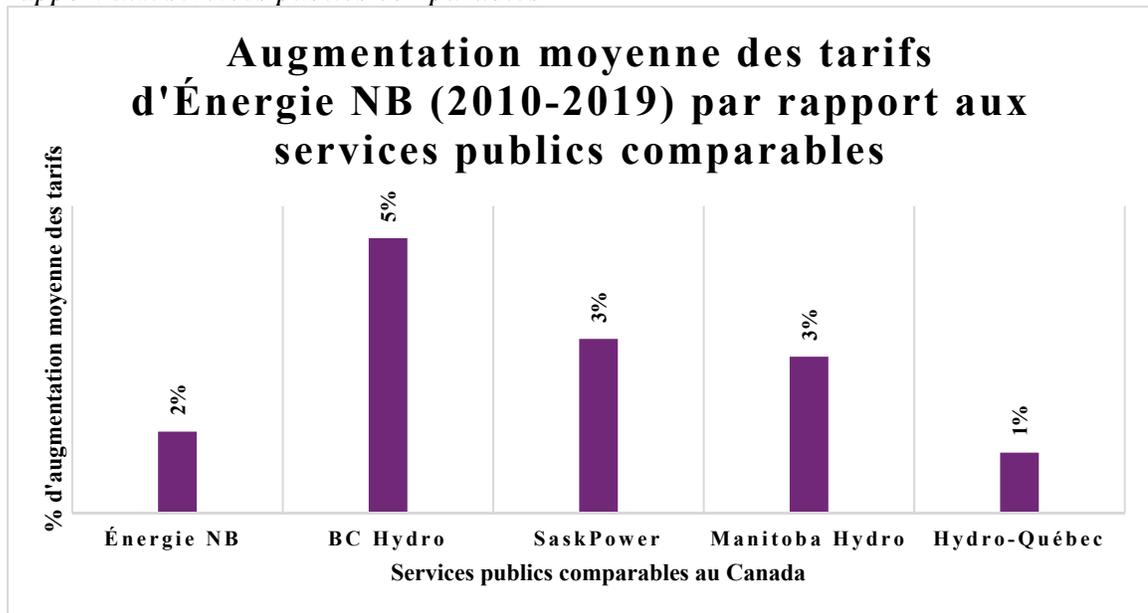
**3.96** Néanmoins, Énergie NB peut encore aller de l'avant avec les projets refusés par la CESP dans la demande de tarification générale (la CESP ne rejette pas les projets, programmes ou initiatives; elle ne fait qu'évaluer leur incidence sur les hausses de tarif). Toutefois, si Énergie NB

**projets rejetés par la CESP**

ne réaffecte pas les fonds d'autres dépenses pour couvrir les coûts de ces projets, le bénéfice net d'Énergie NB sera touché et sa capacité de remboursement pourrait être réduite.

**3.97** La pièce 3.22 illustre l'augmentation moyenne des tarifs d'Énergie NB sur 10 ans par rapport aux autres services publics comparables au Canada.

Pièce 3.22 - Augmentation moyenne des tarifs d'Énergie NB (2010-2019) par rapport aux services publics comparables



Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des services publics comparables (non audités)

\*OPG est une société de production d'électricité dont l'activité principale est la production et la vente d'électricité (non pas aux utilisateurs finaux, mais aux transporteurs, puis aux distributeurs locaux d'électricité de la province).

\*\*Les rapports annuels de NL Hydro ne contiennent pas de renseignements sur l'augmentation annuelle des tarifs d'électricité.

\*\*\* Dans son rapport annuel de 2018, MB Hydro a fait état des changements aux augmentations de tarifs pour les exercices terminés en 2014, en 2015 et en 2016 tels qu'ils avaient été fournis initialement dans les rapports annuels de ces exercices, ce qui a donné lieu à une augmentation moyenne de 2,5 %.

**Énergie NB affiche des hausses de tarifs plus faibles que celles des autres services publics comparables ayant un niveau d'endettement élevé**

**3.98** L'augmentation annuelle moyenne des tarifs d'Énergie NB au cours des 10 dernières années est de 2 %, comparativement à 5 % pour BC Hydro et à 3 % pour MB Hydro, qui affichent des niveaux d'endettement

relativement élevés. De plus, Énergie NB affirme que ses tarifs sont les plus bas du Canada atlantique<sup>9</sup>.

***Selon DBRS, les tarifs d'électricité d'Énergie NB demeurent concurrentiels dans la région de l'Atlantique***

**3.99** Dans son avis publié le 7 mars 2018, l'agence de notation DBRS affirmait que [Traduction] « Les tarifs d'électricité d'Énergie NB demeurent concurrentiels dans la région de l'Atlantique, ce qui permet d'augmenter au besoin les tarifs pour répondre aux besoins en capital ou réduire la dette ».

**3.100** Même si le maintien d'un tarif annuel constamment bas peut être avantageux pour les clients d'Énergie NB, cela contribue probablement à l'incapacité de la Société d'atteindre le ratio cible d'endettement et à l'augmentation toujours croissante de la dette.

---

<sup>9</sup> <https://www.nbpower.com/fr/accounts-billing/understanding-your-bill/rate-schedules-and-policies>

## Annexe I – Services publics comparables au Canada

### BC Hydro<sup>10</sup>

BC Hydro, l'un des plus importants fournisseurs d'électricité au Canada, exploite un réseau intégré de 30 centrales hydroélectriques et de 2 centrales thermiques et produit 97,8 % d'énergie propre.

BC Hydro :

- est une société d'État et, à ce titre, la province de la Colombie-Britannique en est le propriétaire et l'unique actionnaire;
- est réglementée par la British Columbia Utilities Commission, et les tarifs sont établis en fonction du coût des services;
- les attentes du gouvernement sont énoncées dans la lettre de mandat annuelle et dans deux lois distinctes :
  - La *Hydro and Power Authority Act*, qui confère à BC Hydro [Traduction] « le mandat de générer, de produire, de conserver, de distribuer, d'acquérir et d'éliminer l'électricité et les produits connexes »;
  - La *Budget Transparency and Accountability Act*, qui [Traduction] « établit le cadre législatif pour la planification, la production de rapports et la reddition de comptes par les organismes gouvernementaux. En vertu de cette loi, le conseil d'administration de la société d'État est tenu de faire rapport sur les résultats réels du rendement de la Société par rapport aux cibles prévues établies dans le plan de services de l'année précédente »;
- la dette à long terme comprend les obligations et les emprunts renouvelables obtenus aux termes d'une entente avec la province.

### SaskPower<sup>11</sup>

SaskPower, principal fournisseur d'énergie de la Saskatchewan, exploite sept centrales au gaz naturel, trois centrales alimentées au charbon, sept centrales hydroélectriques et deux installations éoliennes qui ont généré 4 121 mégawatts d'électricité en 2019-2020.

<sup>10</sup> British Columbia Hydro and Power Authority – 2018/19 Annual Service Plan Report – Juillet 2019

<sup>11</sup> SaskPower – Annual Report 2019-20

SaskPower :

- a été fondée en 1929 sous le nom de Saskatchewan Power Commission et constituée en société d'État en 1949 en vertu des pouvoirs et du mandat de la *Power Corporation Act*;
- obtient la majeure partie de son capital au moyen d'activités opérationnelles internes et d'emprunts auprès du ministère des Finances de la Saskatchewan. La *Power Corporation Act* confère à SaskPower le pouvoir de contracter des emprunts d'une valeur maximale de 10 milliards de dollars.

## Manitoba Hydro<sup>12</sup>

MB Hydro, l'une des plus importantes sociétés de distribution d'électricité et de gaz naturel au Canada, fournit à ce titre de l'énergie renouvelable et du gaz naturel à combustion propre. En 2019, MB Hydro avait une capacité de production totale de 5 561 mégawatts.

La Régie de l'hydro-électricité du Manitoba :

- est une société d'État régie par son conseil d'administration et la *Loi sur l'Hydro-Manitoba*;
- a le pouvoir d'émettre des dettes en vertu de la *Loi d'emprunt*. La majeure partie de la dette à long terme de MB Hydro est émise par l'entremise de la province du Manitoba. La *Loi sur l'Hydro-Manitoba* accorde à MB Hydro le pouvoir d'émettre des billets à court terme au nom de la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba selon un encours maximal de 500 millions de dollars en capital en tout temps. Au 31 mars 2019, MB Hydro n'avait pas de billets à court terme en circulation.

## Newfoundland and Labrador Hydro

NL Hydro est une filiale en propriété exclusive de Nalcor Energy (Nalcor). En 2016, Nalcor a procédé à une restructuration qui a séparé les activités réglementées (NL Hydro) des activités non réglementées<sup>13</sup>. La capacité de production de NL Hydro provient de 9 centrales hydroélectriques, de 1 centrale au mazout, de 4 turbines à gaz et de 24 centrales au diesel. De plus, NL Hydro détient 65,8 % de la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, dont la gestion opérationnelle est assurée par Nalcor.

<sup>12</sup> 68<sup>e</sup> rapport annuel de la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba pour l'exercice terminé le 31 mars 2019

<sup>13</sup> Newfoundland and Labrador Hydro – 2018 Annual Performance Report – Transparency and Accountability – June 2019

NL Hydro :

- est une société d'État réglementée par le Newfoundland and Labrador Board of Commissioners of Public Utilities;
- est établie aux termes de la *Hydro Corporation Act*;
- en 2017-2019, les méthodes de financement des émissions de dette à long terme ont changé. En 2017, la dette à long terme a été émise directement sur les marchés financiers avec une garantie provinciale. NL Hydro a ensuite modifié la façon dont la dette était émise, et la province émet maintenant des dettes au nom de la Société, puis prête le produit directement à NL Hydro.

La Muskrat Falls Corporation (Muskrat Falls) est une filiale en propriété exclusive de Nalcor. Muskrat Falls est actuellement affectée au segment Power Development de Nalcor. Une fois la construction de la centrale de Muskrat Falls terminée, l'actif sera transféré au segment commercial Power Supply de Nalcor<sup>14</sup>. Le projet de Muskrat Falls est financé par une dette émise par Nalcor (avec une garantie de prêt fédérale) et par des placements en actions faits par la province de Terre-Neuve<sup>15</sup>.

## Hydro-Québec<sup>16</sup>

En 2019, Hydro-Québec a célébré son 75<sup>e</sup> anniversaire et versé 20,4 milliards de dollars au produit intérieur brut provincial, en versant un dividende de 2 192 millions de dollars (11 milliards au cours des cinq dernières années) à son actionnaire, au profit de toute la population du Québec.

Hydro-Québec :

- est établie aux termes de la *Loi sur l'Hydro-Québec*;
- est réglementée par la *Régie de l'énergie* (organisme de réglementation économique) qui a « la compétence exclusive pour fixer ou modifier les tarifs et conditions auxquels l'électricité est transportée et distribuée par Hydro-Québec »;
- la dette repose principalement sur une garantie inconditionnelle du gouvernement du Québec (débentures, billets à moyen terme, papier commercial)<sup>17</sup>.

---

<sup>14</sup> Newfoundland and Labrador Hydro – 2019 Annual Performance Report – Transparency and Accountability – September 2020

<sup>15</sup> Bureau du vérificateur général de Terre-Neuve-et-Labrador

<sup>16</sup> Hydro-Québec – Rapport annuel 2019

<sup>17</sup> Hydro-Québec – Info-carte 2018-2019

## Ontario Power Generation<sup>18</sup>

OPG est l'un des producteurs d'énergie propre les plus importants et les plus diversifiés en Amérique du Nord. La société a produit 17 017 mégawatts d'électricité en 2019. OPG et ses filiales en propriété exclusive (Eagle Creek Renewable Energy aux États-Unis) possèdent et exploitent 2 centrales nucléaires, 66 centrales hydroélectriques, 2 centrales thermiques, 1 centrale solaire et 4 centrales Atura Power (alimentées au gaz) en Ontario. Deux autres centrales nucléaires sont louées et exploitées en Ontario. De plus, OPG et Eagle Creek Renewable Energy possèdent et exploitent 85 centrales hydroélectriques aux États-Unis<sup>19</sup>.

OPG :

- est la propriété exclusive de la province de l'Ontario;
- est établie en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions*;
- utilise diverses sources de financement pour financer la dette au-delà des fonds générés par les activités d'exploitation, notamment :
  - papier commercial;
  - titrisation des actifs;
  - lettres de crédit;
  - facilités de crédit;
  - dette à long terme engagée par l'intermédiaire de la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario;
  - émissions de dette publique;
  - marchés financiers pour le financement de projets aux termes d'un placement privé.

---

<sup>18</sup> [www.opg.com/about-us](http://www.opg.com/about-us) et les résultats financiers de 2019 d'Ontario Power Generation Inc

<sup>19</sup> [www.opg.com/about-us](http://www.opg.com/about-us)

## Annexe II – Sociétés de services publics comparables

<p><b>BC Hydro :</b>  <b>Cible 80/20</b>  <b>Moyenne 80/20</b></p>	<p>BC Hydro affiche le deuxième ratio d'endettement en importance de tous les services publics comparables au Canada, avec un taux moyen de 80 % au cours des 10 dernières années. Toutefois, BC Hydro a atteint la cible d'endettement de 80/20 pour tous les exercices 2010 à 2017. Pour l'exercice 2018 et les exercices suivants, une nouvelle cible d'endettement a été fixée à 60/40. En vertu du décret n° 095/2014, BC Hydro réduira son paiement à la province de 100 millions de dollars par année jusqu'à ce qu'il atteigne zéro, et il demeurera à zéro jusqu'à ce que le ratio d'endettement atteigne 60/40.</p>
<p><b>MB Hydro :</b>  <b>Cible 75/25</b>  <b>Moyenne 79/21</b></p>	<p>MB Hydro se classe au troisième rang au chapitre du ratio d'endettement parmi les autres services publics comparables au Canada, avec une moyenne de 79 % au cours de la période. Toutefois, MB Hydro a atteint la cible de 75/25 lors des exercices 2010 à 2013. Dans son rapport annuel de 2014, MB Hydro reconnaissait que la cible de 75/25 [Traduction] « pourrait ne pas être atteinte pendant les années d'investissements majeurs dans le réseau de production et de transport d'électricité », comme en témoignent les augmentations annuelles des dépenses en immobilisations, particulièrement lors des exercices 2015 à 2019 (variant de 1,8 à 2,4 milliards de dollars par année).</p>
<p><b>SaskPower :</b>  <b>Cible 60/40 à 75/25</b>  <b>Moyenne 71/29</b></p>	<p>SaskPower a établi une fourchette cible à long terme pour un ratio d'endettement de 60 % à 75 %. Au cours de la dernière décennie, SaskPower a pu maintenir un ratio d'endettement moyen de 71 %, soit dans la fourchette cible. Les exercices 2016 et 2017 ont connu une légère augmentation au-dessus de la fourchette cible (76 %); toutefois, SaskPower a ramené ce ratio dans la fourchette cible pour 2018 (75 %) et 2019 (74 %).</p>
<p><b>Hydro QC :</b>  <b>Cible 75/25</b>  <b>Moyenne 69/31</b></p>	<p>Hydro-Québec a un ratio d'endettement minimal de 75/25. Hydro-Québec a dépassé la cible à chacune des 10 dernières années avec un ratio moyen de 69 % d'emprunts par rapport à 31 % de capitaux propres.</p>
<p><b>NL Hydro :</b>  <b>Cible 75/25</b>  <b>Moyenne 58/42</b></p>	<p>NL Hydro a établi un ratio d'endettement cible de 75/25. En outre, la facilité de prêt engagée de NL Hydro exige que, pour l'émission d'une dette supplémentaire, la dette actuelle ne dépasse pas 85 % du capital total. NL Hydro n'a pas dépassé la cible au cours de la dernière décennie, avec un ratio moyen de 58 % d'emprunts contre 42 % de capitaux propres.</p>
<p><b>OPG :</b>  <b>Cible 65/35</b>  <b>Moyenne 37/63</b></p>	<p>OPG se classe au premier rang des services publics comparables au Canada avec un ratio d'endettement moyen de 37 % au cours de la dernière décennie et n'a jamais dépassé 40 %.</p>

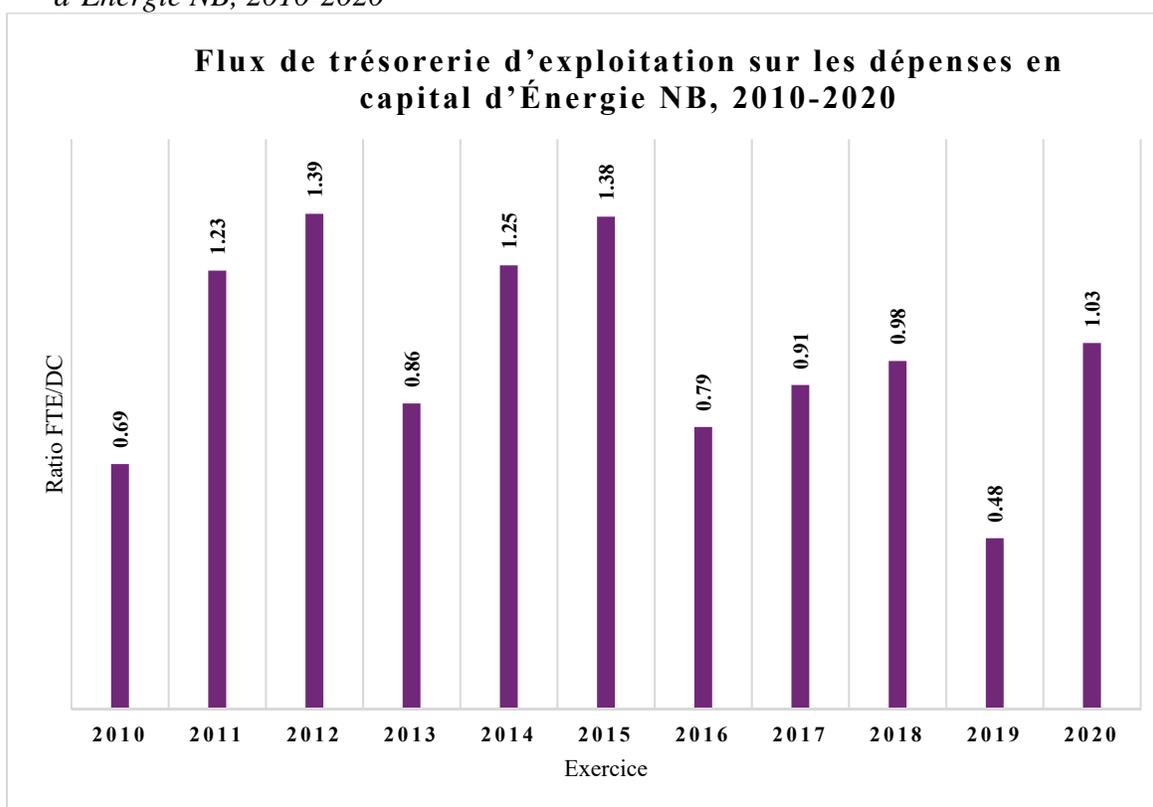
## Annexe III – Analyse des autres ratios

### Flux de trésorerie d'exploitation sur les dépenses en capital

Le ratio des flux de trésorerie d'exploitation sur les dépenses en capital (FTE/DC) [Traduction] « mesure la capacité d'une entreprise d'acquérir des actifs à long terme au moyen des flux de trésorerie disponibles. Un ratio FTE/DC élevé montre qu'une société dispose de capitaux suffisants pour financer ses activités »<sup>20</sup>.

La pièce 3.23 illustre les fluctuations du ratio FTE/DC d'Énergie NB pour la période de 2010 à 2020. Soulignons que le ratio FTE/DC peut varier considérablement d'une année à l'autre en fonction du moment où sont effectuées les principales dépenses en immobilisations.

Pièce 3.23 - Flux de trésorerie d'exploitation sur les dépenses en capital d'Énergie NB, 2010-2020

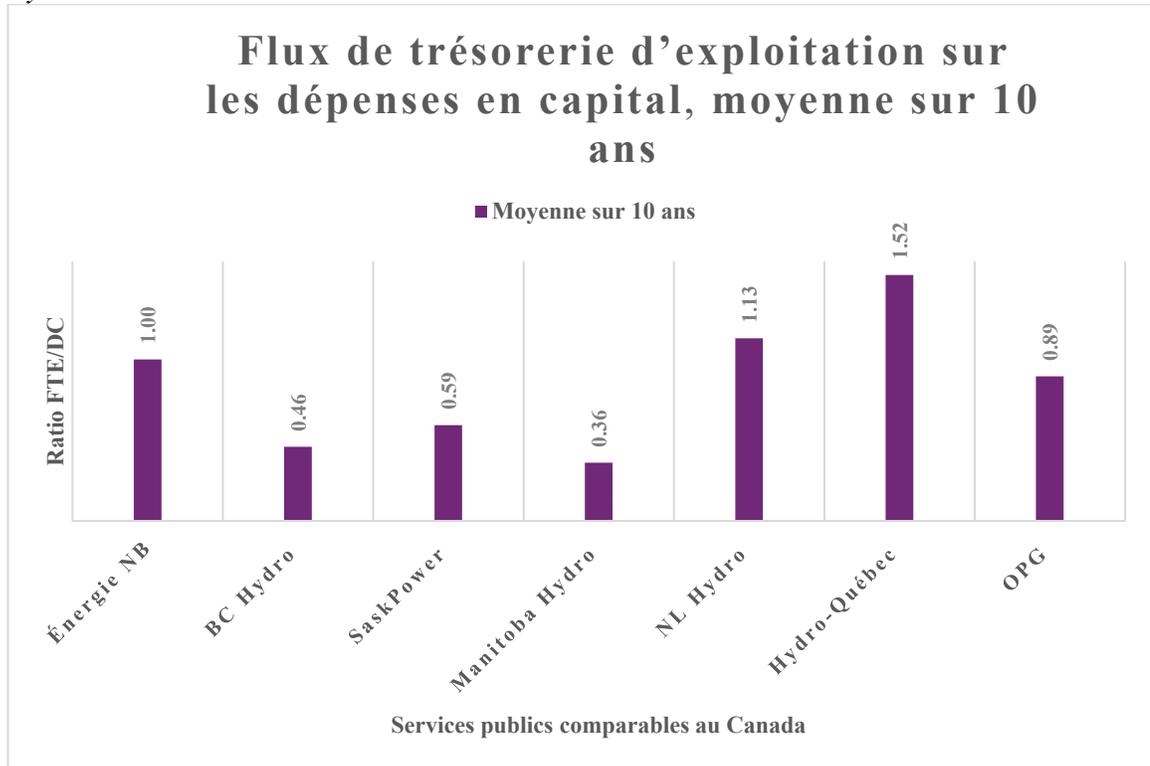


Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels d'Énergie NB (non audités)

<sup>20</sup>[https://www.investopedia.com/terms/c/cashflow\\_capex.asp#:~:text=The%20CF%2FCapEX%20ratio%20is,an%20investment%20in%20future%20years.](https://www.investopedia.com/terms/c/cashflow_capex.asp#:~:text=The%20CF%2FCapEX%20ratio%20is,an%20investment%20in%20future%20years.)

La pièce 3.24 illustre le ratio FTE/DC moyen sur 10 ans pour tous les services publics comparables au Canada. Nous avons calculé ce ratio d'après le calcul d'Énergie NB établi dans son rapport annuel du flux de trésorerie d'exploitation par rapport aux dépenses en immobilisations afin d'assurer une analyse comparable pour tous les services publics comparables au Canada. Énergie NB est la seule entreprise de services publics qui rend compte du ratio FTE/DC dans les rapports annuels pertinents.

*Pièce 3.24 - Flux de trésorerie d'exploitation sur les dépenses en capital, moyenne sur 10 ans*



*Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des services publics semblables (non audités)*

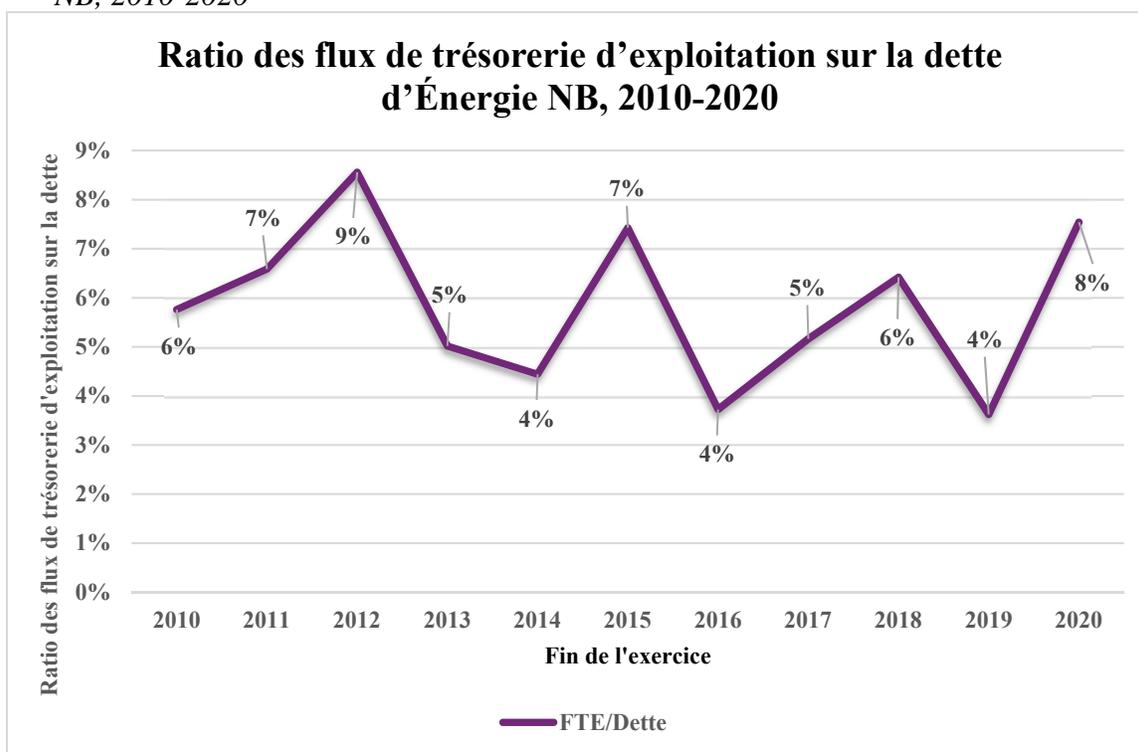
Selon la moyenne sur 10 ans d'Énergie NB, nous avons constaté que la Société dépense un dollar en immobilisations pour chaque dollar de flux de trésorerie provenant de l'exploitation, ce qui est semblable à la situation de NL Hydro (1,13) et d'OPG (0,89). Hydro-Québec se situe bien au-delà des autres sociétés de services publics comparables, avec un ratio FTE/DC moyen de 1,52, ce qui montre sa capacité financière de financer les investissements futurs en immobilisations au moyen des flux de trésorerie disponibles.

## Flux de trésorerie d'exploitation sur la dette (FTE/dette)

Le ratio FTE/dette est [Traduction] « utilisé pour déterminer le temps qu'il faudrait à une entreprise pour rembourser sa dette si elle consacrait tous ses flux de trésorerie d'exploitation au remboursement de sa dette »<sup>21</sup>.

La pièce 3.25 illustre la fluctuation du ratio FTE/dette d'Énergie NB pour la période de 2010 à 2020. Ce ratio est passé de 4 % en 2019 à 8 % en 2020 et est supérieur à la moyenne sur 10 ans, qui est de 6 % (voir la pièce 3.25).

Pièce 3.25 - Ratio des flux de trésorerie d'exploitation sur la dette d'Énergie NB, 2010-2020

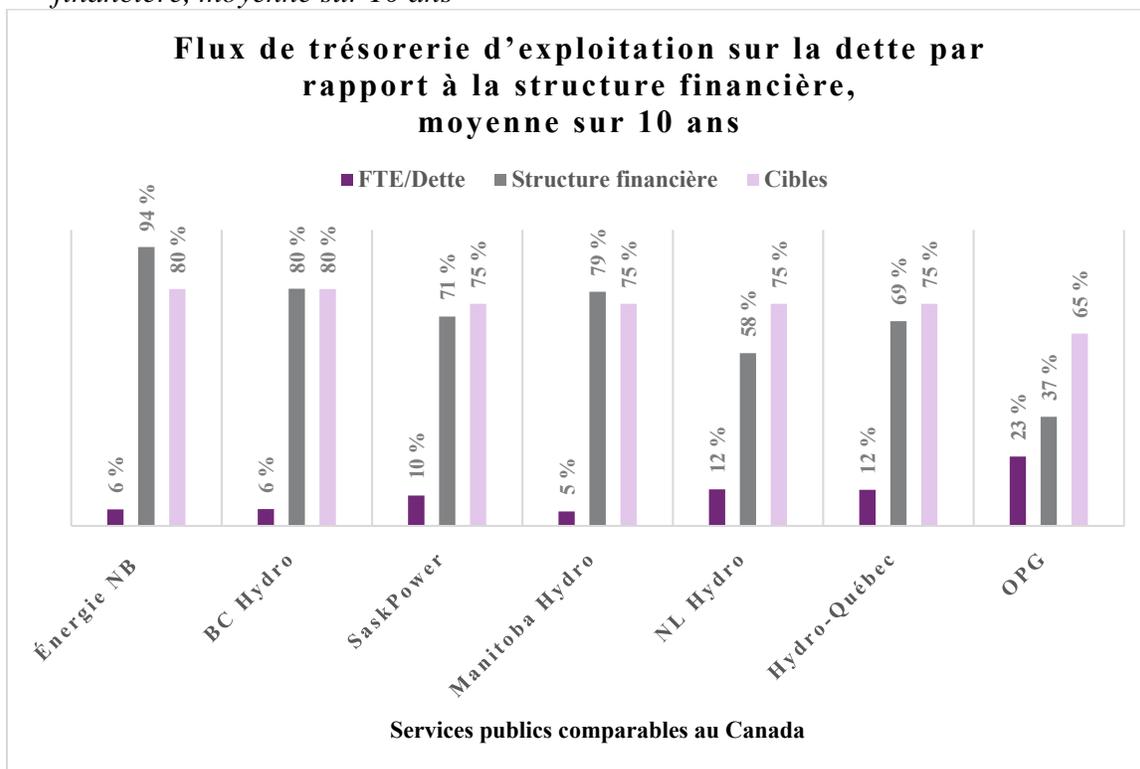


Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels d'Énergie NB (non audités)

<sup>21</sup> <https://www.investopedia.com/terms/c/cash-flowtodebt-ratio.asp#:~:text=The%20cash%20flow%2Dto%2Ddebt%20ratio%20is%20the%20ratio%20of,operations%20to%20its%20total%20debt.&text=Cash%20flow%20is%20used%20rather,ability%20to%20pay%20its%20obligations.>

La pièce 3.26 illustre le ratio moyen des flux de trésorerie sur la dette sur 10 ans par rapport à la structure financière. Nous avons calculé ce ratio en nous fondant sur le calcul du flux de trésorerie d'Énergie NB établi dans son rapport annuel pour effectuer une analyse appropriée entre tous les services publics comparables. Énergie NB est le seul service public comparable qui rend compte du ratio des flux de trésorerie sur la dette dans les rapports annuels pertinents.

*Pièce 3.26 - Flux de trésorerie sur la dette par rapport à la structure financière, moyenne sur 10 ans*



Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des pairs sur les services publics (non audités)

Nous avons constaté que le ratio moyen sur 10 ans (6 %) des flux de trésorerie sur la dette d'Énergie NB correspond à celui de BC Hydro (6 %) et de MB Hydro (5 %), qui ont de fortes structures financières (comme le montre la pièce 3.26). Selon le ratio FTE/dette d'Énergie NB, il faudrait environ 18 ans à la Société pour rembourser la totalité de l'encours de la dette si la totalité des flux de trésorerie était utilisée. La capacité d'utiliser la totalité de l'encaisse pour rembourser la dette est très improbable.

Nous avons observé que les services publics comparables qui dépassaient leur ratio d'endettement cible sur une moyenne de 10 ans étaient ceux dont le ratio des flux de trésorerie/dette était plus élevé (comme le montre la pièce 3.26). Les services publics comparables qui ont atteint leur structure de capital cible pouvaient rembourser l'encours de la dette comme suit :

- OPG – 4 ans;
- Hydro-Québec – 8 ans;
- NL Hydro – 8 ans;
- SaskPower – 10 ans.

### **BAIIA sur le total de l'actif**

Le BAIIA (bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement) sur l'actif total mesure [Traduction] « l'efficacité avec laquelle une entreprise utilise ses actifs pour générer des bénéfices »<sup>22</sup>.

Une contrainte du BAIIA sur le total de l'actif est le fait que [Traduction] « si une dette a été utilisée pour acheter un actif, le BAIIA sur le total de l'actif pourrait paraître favorable, alors que l'entreprise peut en réalité avoir de la difficulté à payer ses frais d'intérêts »<sup>23</sup>.

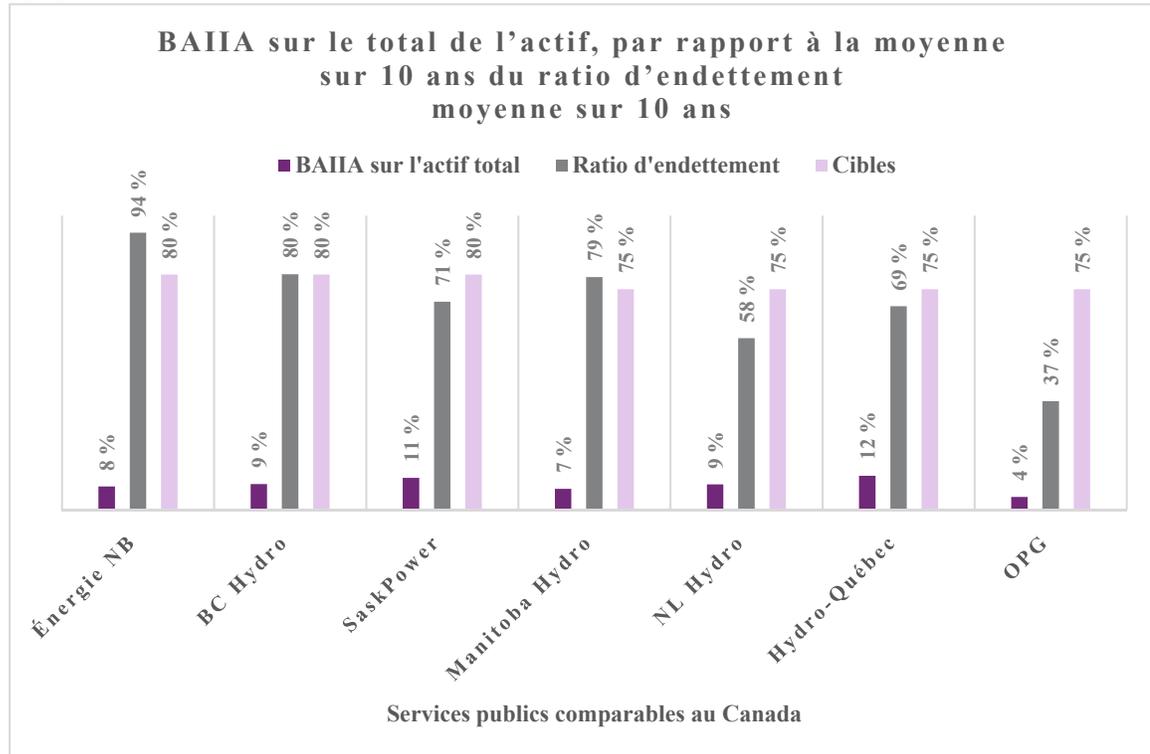
La pièce 3.27 illustre le BAIIA moyen sur 10 ans sur l'actif total par rapport au ratio d'endettement pour l'ensemble des services publics comparables au Canada. Aucun des services publics comparables n'indique le BAIIA sur l'actif total dans les rapports annuels pertinents. Par conséquent, nous avons calculé le BAIIA sur l'actif total pour l'ensemble des services publics comparables examinés afin d'assurer une analyse comparable.

---

<sup>22</sup> [https://www.investopedia.com/terms/r/return\\_on\\_total\\_assets.asp](https://www.investopedia.com/terms/r/return_on_total_assets.asp)

<sup>23</sup> [https://www.investopedia.com/terms/r/return\\_on\\_total\\_assets.asp](https://www.investopedia.com/terms/r/return_on_total_assets.asp)

Pièce 3.27 - BAIIA sur l'actif total par rapport à la moyenne sur 10 ans du ratio d'endettement



Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des pairs sur les services publics (non audités)

Nous avons constaté que le ratio moyen sur 10 ans du BAIIA sur le total de l'actif d'Énergie NB (8 %) correspond à celui de BC Hydro (9 %) et de NL Hydro (9 %) qui, contrairement à Énergie NB, ont atteint leur cible d'endettement.

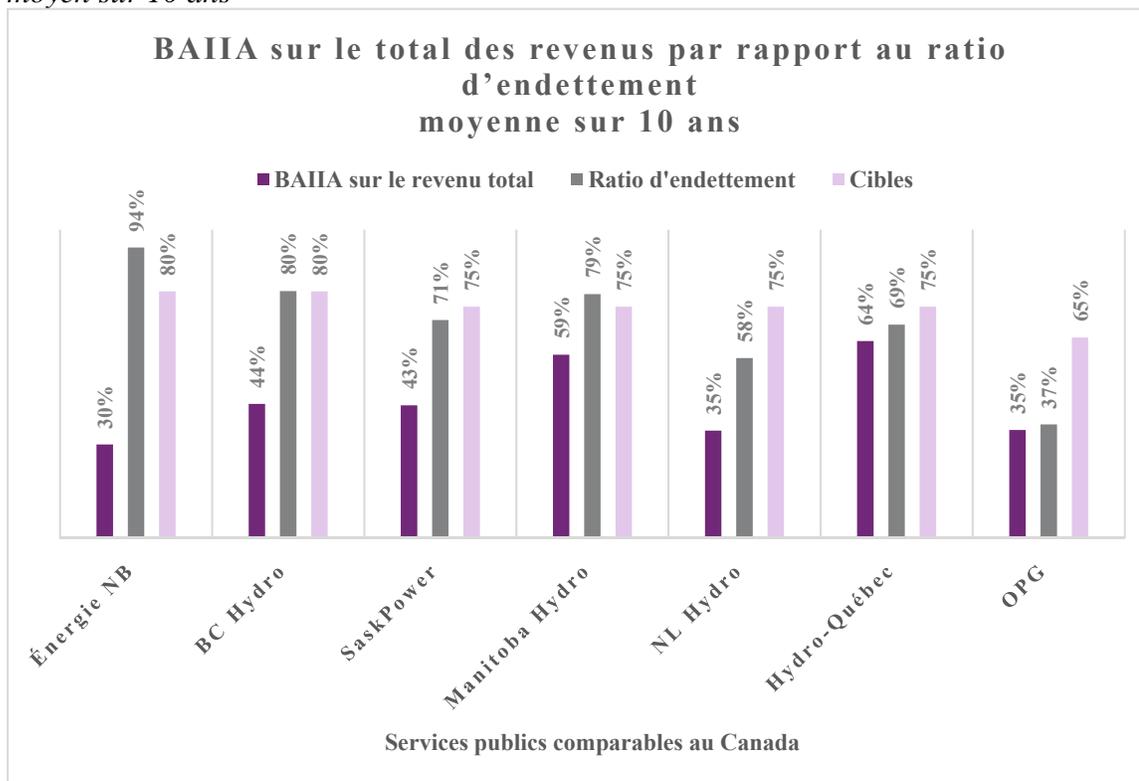
### BAIIA sur le total des revenus

Le BAIIA sur le total des revenus mesure [Traduction] « le bénéfice en espèces réalisé par une entreprise au cours d'une année donnée ». Le BAIIA sur le total des revenus constitue une contrainte pour [Traduction] « les entreprises qui ont un niveau d'endettement élevé ou les entreprises qui achètent systématiquement de l'équipement coûteux pour leurs activités »<sup>24</sup>.

<sup>24</sup> <https://www.investopedia.com/ask/answers/032715/why-ebitda-margin-considered-be-good-indicator-companys-financial-health.asp#:~:text=The%20EBITDA%20margin%20measures%20a,of%20the%20company's%20total%20revenue.&text=Because%20EBITDA%20is%20calculated%20before,made%20in%20a%20given%20year.>

La pièce 3.28 illustre le BAIIA moyen sur 10 ans sur le total des revenus par rapport au ratio d'endettement de tous des services publics comparables au Canada. Nous avons calculé le ratio BAIIA sur le total des revenus pour l'ensemble des services publics comparables examinés afin d'assurer une analyse appropriée, puisqu'aucun de ces services publics ne présente de telles données dans ses rapports annuels.

Pièce 3.28 - BAIIA sur le total des revenus par rapport au ratio d'endettement moyen sur 10 ans



Source : Le VGNB selon l'examen des rapports annuels des pairs sur les services publics (non audités)

Nous avons observé que le ratio moyen sur 10 ans du BAIIA sur le total des revenus d'Énergie NB (30 %) est du même ordre que celui d'OPG (35 %) et de NL Hydro (35 %).

Comme indiqué précédemment, Énergie NB utilise la dette pour financer ses projets d'immobilisations et ses activités. La mesure financière du BAIIA sur le total des revenus a ses limites pour ce qui est d'établir une comparaison avec des services publics comparables qui ne sont pas principalement financés par des emprunts et qui ont atteint leur ratio cible d'endettement.