



NEW BRUNSWICK POWER CORPORATION

SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-
BRUNSWICK

APPLICANT

REQUÉRANTE

- and -

- et -

NEW BRUNSWICK ENERGY AND UTILITIES
BOARD, PUBLIC INTERVENER, J.D. IRVING
LIMITED, THE POWER COMMISSION OF
THE CITY OF SAINT JOHN, THE CITY OF
EDMUNDSTON and PERTH-ANDOVER
ELECTRIC LIGHT COMMISSION

COMMISSION DE L'ÉNERGIE ET DES
SERVICES PUBLICS DU NOUVEAU-
BRUNSWICK, INTERVENANT PUBLIC, J.D.
IRVING, LIMITED, POWER COMMISSION OF
THE CITY OF SAINT JOHN, EDMUNDSTON et
PERTH-ANDOVER ELECTRIC LIGHT
COMMISSION

RESPONDENTS

INTIMÉS

New Brunswick Power Corporation v. New
Brunswick Energy and Utilities Board et al., 2024
NBCA 44

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick c.
Commission de l'énergie et des services publics du
Nouveau-Brunswick et autres, 2024 NBCA 44

CORAM:

The Honourable Justice Quigg
The Honourable Justice French
The Honourable Justice LeBlanc

CORAM :

l'honorable juge Quigg
l'honorable juge French
l'honorable juge LeBlanc

Review of a decision of the New Brunswick
Energy and Utilities Board:
March 31, 2023

Révision d'une décision de la Commission de
l'énergie et des services publics du Nouveau-
Brunswick :
le 31 mars 2023

History of Case:

Historique de la cause :

Decision under review:
Unreported

Décision frappée de révision :
inédite

Preliminary or incidental proceedings:
2024 NBCA 25

Procédures préliminaires ou accessoires :
2024 NBCA 25

Appeal heard:
October 19, 2023

Appel entendu :
le 19 octobre 2023

Judgment rendered:
February 9, 2024
Reasons delivered:
March 21, 2024

Jugement rendu :
le 9 février 2024
Motifs de déposés :
le 21 mars 2024

Reasons for judgment:
The Honourable Justice French

Motifs de jugement :
l'honorable juge French

Concurred in by:
The Honourable Justice Quigg
The Honourable Justice LeBlanc

Souscrivent aux motifs :
l'honorable juge Quigg
l'honorable juge LeBlanc

Counsel at hearing:

Avocats à l'audience :

For the appellant:
John G. Furey

Pour l'appelante :
John G. Furey

For the respondent New Brunswick Energy and
Utilities Board:
Abigail J. Herrington

Pour l'intimée Commission de l'énergie et des
services publics du Nouveau-Brunswick :
Abigail J. Herrington

For the respondent Public Intervener:
J.M. Alain Chiasson

Pour l'intimé intervenant public :
J.M. Alain Chiasson

For the respondent J.D. Irving, Limited:
Glenn Zacher

Pour l'intimée J.D. Irving, Limited :
Glenn Zacher

For the respondents The Power Commission of the
City of Saint John, The City of Edmundston, and
Perth-Andover Electric Light Commission:
Ryan Burgoyne

Pour les intimées The Power Commission of the
City of Saint John, Ville d'Edmundston et Perth-
Andover Electric Light Commission:
Ryan Burgoyne

THE COURT

LA COUR

The application for judicial review is dismissed
with costs of \$2,500.

La requête en révision judiciaire est rejetée avec
dépens de 2 500 \$.

The judgment of the Court was delivered by

FRENCH, J.A.

I. Introduction

[1] In October 2022, the applicant, New Brunswick Power Corporation applied to the New Brunswick Energy and Utilities Board for approval of its proposed schedule of rates for the fiscal year April 1, 2023, to March 31, 2024 (the “Application”). The rates proposed were 8.9% higher than those of the previous year.

[2] Participants at the hearing of the Application, in February 2023, included Board staff, the Public Intervener on behalf of ratepayers generally (appointed under *An Act Respecting a Public Intervener for the Energy Sector*, S.N.B. 2013, c. 28) and the other respondents before this Court: J.D. Irving, Limited, The Power Commission of the City of Saint John, The City of Edmundston, and Perth-Andover Electric Light Commission.

[3] Ultimately, the Board decided the rates proposed by NB Power were not “just and reasonable,” and it fixed rates that are 5.7% higher than the previous year’s rates. NB Power contends this decision is unreasonable and seeks judicial review by this Court.

[4] In my opinion, the decision to fix rates is not unreasonable and, on February 9, 2024, this Court dismissed the application for judicial review with reasons, and an order respecting costs, to follow. Those reasons and that order follow.

II. Context

A. *General Rate Applications and NB Power's Revenue Requirements*

[5] The *Electricity Act*, S.N.B. 2013, c. 7 (the “Act”), requires NB Power to apply to the Board for approval of its proposed “schedules of rates” for each fiscal year (s. 103(1)). The *Act* also mandates that, in “approving or fixing just and reasonable rates” for a fiscal year (commonly referred to by the parties as the “Test Year”), “the Board shall base its order or decision on [NB Power]’s revenue requirements, taking into consideration” various enumerated factors (s. 103(7)) (emphasis added).

[6] The *Act* defines “revenue requirements” to mean the “annual amount of revenue required to cover”:

1. “projected operation, maintenance and administrative expenses, amortization expenses, taxes, interest and other financing expenses”; and
2. “a reasonable return” (s. 1).

[7] To determine the revenue requirements it proposes to collect from ratepayers, NB Power deducts any revenue it receives from the export sale of electricity (out of province) and other miscellaneous sources. In the decision under review, the Board explained this process, as well as the modelling used by NB Power to forecast the various components of the revenue requirements, as follows:

NB Power’s proposed revenue requirement for the test year is based on a model that simulates the operation and generation costs and revenues the utility needs to serve in-province and export load at the lowest cost to in-province customers. NB Power uses a modelling program called PROMOD for this purpose.

Key assumptions within the model include the load forecast, long-term median hydro flows, contracted and

forecast export sales, planned outages and availability factors, and commodity prices for heavy fuel oil, natural gas, coal, pet-coke, purchased power and foreign exchange based on forward prices and market conditions at the time the modelling is done. Forecast forward prices and market conditions expose NB Power to market price risk that the utility has not mitigated through financial transactions in accordance with its Financial Risk Management Policies.

The model output provides NB Power with the forecast cost of fuel and purchased power to meet in-province and export load for the test year. Based on the model results and other assumptions and planning processes, NB Power quantifies each component of the revenue requirement.

To calculate its proposed rates for the test year, NB Power deducts its forecast export sales revenue and other miscellaneous revenues to determine the total revenue requirement it proposes to collect from ratepayers[.]
[Emphasis added; paras. 7-10]

[8] Parties to a rate hearing may challenge NB Power's projected costs, the amount it claims as a "reasonable return," and/or its forecast revenue (and load).

B. *The Application*

[9] At the hearing of the Application, none of the parties contested NB Power's projected "net earnings" of \$16,300,000 (being 0.7% of the budgeted revenue requirements of \$2,314,600,000). Despite claiming this amount was a "reasonable return," NB Power acknowledged such earnings were insufficient to make any meaningful progress in the Test Year toward achieving its 20% equity objective by 2027 (the 20% equity objective is government policy, as declared in s. 68 of the *Act*); however, this was justified by projections for future years of increased earnings, and significant debt repayment, which, if realized, would permit it to substantially achieve 20% equity by 2027.

[10] What became contentious at the hearing was whether the Board should use updated cost and revenue projections from NB Power's most current PROMOD

modelling program as of January 2023. This issue is at the heart of the application for judicial review, and it requires additional explanation.

[11] The revenue requirements claimed in the Application were based largely on the projections that NB Power had in June/July 2022, a few months before the Application was filed. At the hearing in February 2023, in response to an inquiry from one of the parties, NB Power produced an update to its projected Fuel and Purchased Power Expense. This expense category is the largest of NB Power's revenue requirements, routinely making up more than 40% of the total, and the Board noted it would be 47% in the Test Year. The updated projections (based on PROMOD modelling from January 2023) indicated this expense was forecast to be considerably higher than indicated in the Application. While an increase to such a cost might be expected to support an increase in rates, recall that rates are the product of NB Power's revenue requirements after deducting the revenue received from export sales (and other miscellaneous sources). Notably, the increased Fuel and Purchased Power Expense was a consequence of several developments, the most significant of which was a considerable increase in NB Power's export sales (of electricity), and a corresponding increase in its projected revenues. Collectively, the "new" updated projections indicated a \$106,500,000 improvement to what the parties call NB Power's "Total Gross Margin." In sum, all other things being equal, this improvement would reduce NB Power's revenue requirements by \$106,500,000.

[12] Second, as a consequence of rising interest rates, and increased debt due to the unexpected losses from 2022/2023, by January 2023 NB Power was projecting that its financing costs for the Test Year would be \$30,000,000 greater than projected in the Application.

[13] Third, the PROMOD modelling from January 2023 also showed that the Total Gross Margin on electricity sales during the then current fiscal year (April 1, 2022, to March 31, 2023), had deteriorated by \$261,400,000 between May and December 2022. This was caused primarily by having to purchase replacement power "because of

unplanned and extended generation facility outages” at the Point Lepreau Nuclear and Bayside generating stations. Although not final, the forecast loss for 2022/2023 would be considerable and, significantly, during the third quarter, NB Power’s debt-to-equity ratio worsened dramatically, going from 90/10 (as of September 30, 2022) to 93/7 (as of December 31, 2022), which moved it away from achieving the 20% equity objective by 2027.

[14] NB Power opposed the Board using the January 2023 projections to reduce its revenue requirements, and argued the rates should be based on the projections filed in the Application. Alternatively, if the Board were to use the updated projections to make adjustments that reduced its revenue requirements for the Test Year, NB Power argued the Board had to also recognize the negative impact the forecast loss in 2022/2023 would have on its multi-year plan to achieve a 20% equity ratio by 2027.

C. *The Board’s Decisions*

[15] On March 16, 2023, the Board rendered a partial decision, which explained it “is not satisfied that the rates, as applied for, are just and reasonable and will fix just and reasonable rates in accordance with the following adjustments.” It directed NB Power to update its Fuel and Purchased Power Expense, load forecast, and revenue forecast in accordance with “2022/23 Q3R1 Forecast – January 2023 to March 2024 – PROMOD Output dated January 2023” (the “Update”). Based on the adjustments, the Board subsequently fixed a schedule of rates that is 5.7% higher than those of 2022/2023, not the 8.9% requested.

[16] In its reasons for decision, dated June 7, 2023, the Board used the Table reproduced below to illustrate the adjustments it made to the revenue requirements advanced by NB Power at the hearing, which totalled \$2,314,600,000, being the aggregate of the cost components identified in the first column. Adjustments to the Fuel and Purchased Power and the Finance Costs are identified in the second column (in bold),

along with three other adjustments (that are consequential adjustments and/or not otherwise in issue).

2023-2024 REVENUE REQUIREMENTS

Component	NB Power Application	Adjustment	Approved Amount
Fuel and Purchased Power	\$1,092,000,000	\$833,700,000	\$1,925,700,000
Operations Maintenance and Administration	\$594,000,000	--	\$594,000,000
Depreciation and Amortization	\$368,700,000	(\$3,300,000)	\$365,400,000
Taxes	\$54,000,000	--	\$54,000,000
Finance Costs and Other Income	\$213,300,000	\$30,000,000	\$243,300,000
Net Change in Regulatory Balances	(\$15,800,000)	(\$36,100,000)	(\$51,900,000)
Rate Rider Adjustment Factor	(\$7,900,000)	\$23,000,000	\$15,100,000
Net Earnings	\$16,300,000	--	\$16,300,000
TOTAL	\$2,314,600,000	\$847,300,000	\$3,161,900,000

[17] Although this Table does not reflect the Board-ordered adjustments to NB Power’s projected revenue (or load), as explained, the net effect of the adjustments was to reduce the revenue requirement to be collected from ratepayers. The net change was a reduction of \$48,300,000, comprised of:

1. \$75,000,000 in improved Total Gross Margin for the Test Year (being the \$106,500,000 improved Total Gross Margin noted above, less a \$31,500,000 Board-approved manual reduction to account for the Export Gross Margin component thereof being affected by the export contracts being for a calendar year, which also impacted 2022/2023);
2. \$30,000,000 in increased finance costs; and
3. \$3,300,000 in the disallowance of a depreciation expense (for a project that was not yet approved by the Board).

[18] Based on the \$48,300,000 reduction in revenue requirements to be collected from ratepayers, the Board fixed a schedule of rates that is 5.7% higher than those of 2022/2023.

[19] The Board recognized that any negative variance in 2022/2023, between NB Power's actual results for 2022/2023 and the amounts previously approved by the Board for that year, would be reflected in NB Power's variance accounts and any resulting rate riders. Explaining generally the variance accounts, the Board stated:

Amendments to the Act in 2021 require that these variances be tracked and reimbursed to or repaid by customers through a rate rider mechanism. Since the actual results are compared against NB Power's approved revenue requirement, overestimating or underestimating the revenue requirement directly impacts the variance account balances and the rate rider. [para. 48]

[20] The Board also recognized that the "considerable forecast losses in 2022-2023 will heavily burden future ratepayers," and accounted for the operation of variance accounts by providing that the rates it fixed for the Test Year were "exclusive of any rate riders." This appears in both its Order (fixing rates) dated March 31, 2023, and its reasons for decision, dated June 7, 2023, the latter of which summarized the Board's determinations (in its introduction), as follows:

A rate increase of 5.7% across all rate classes, exclusive of any rate riders, is just and reasonable. This is lower than NB Power's proposed increase of 8.9% because:

1. NB Power is forecast to earn more revenue from in-province and out-of-province energy sales due to unexpected export sales contracts and lower cost of fuel compared to its expectations at the time the rate application was filed;
2. NB Power is forecast to incur higher financing costs compared to its expectations at the time the rate application was filed; and

3. NB Power proposes including depreciation expense related to an ongoing capital project that the Board still needs to approve.

Subject to these exceptions, NB Power has demonstrated that its proposed revenue requirement is reasonable.

[...]

NB Power's significant debt and considerable forecast losses in 2022-2023 will heavily burden future ratepayers. The Board expects NB Power to pursue performance improvement opportunities aggressively. The Board will implement measures to give ratepayers a more transparent understanding of the utility's performance. [Emphasis added; para. 3]

[21] Finally, the Board directed NB Power to file, for use in future general rate applications, an updated forecast of its Fuel and Purchased Power Expense (by January 21st of each year). In its application for judicial review, NB Power also challenges this decision.

D. *Summary of Positions*

[22] NB Power submits that it was, or should have been, evident to the Board that the loss in 2022/2023 represented a far greater deterioration in its circumstances than the improved forecasts for the Test Year, which made the requested 8.9% rate increase a necessary part of its plan to achieve 20% equity by 2027. Essentially, NB Power argues the requested rate increase could be justified either (1) by not using the updated forecasts and deciding rates based on the revenue requirements filed with the Application, or (2) if reducing the revenue requirements based on the updated forecasts, by increasing its budgeted net income by \$48,300,000 (from \$16,300,000 to \$64,600,000), the amount required to support the proposed 8.9% increase. Although it initially asked this Court to make the decision it contends the Board ought to have made, NB Power submits the matter should be remitted to the Board, with directions to determine rates based on revenue requirements that “include[e] a reasonable return based on that which is necessary to achieve the statutory objective of at least 20% equity” and consider the

mandate letter directing NB Power to do so by March 31, 2027, as government policy, made by directive issued under s. 69 of the *Act*.

[23] All respondents dispute the assertion it was unreasonable to reduce the revenue requirements by \$48,300,000 based on the Update. First, the Update disclosed material changes to the Test Year that justified the adjustment, consistent with the approach taken in prior decisions of the Board. Second, the Board properly recognized the forecast loss for 2022/2023 would be reflected in NB Power's variance accounts, to be "recovered" through rate riders in subsequent years. Third, the mere magnitude of the forecast loss for 2022/2023 could not justify disregarding material changes to the forecasts for the Test Year in order to allow the 8.9% rate request. Fourth, it was reasonable for the Board to accept the budgeted net income of \$16,300,000. While NB Power had previously amended its net income upward, to \$16,300,000, the Board was not asked to increase this amount. Fifth, the respondents say, there was no evidence quantifying the impact of the variance/loss in 2022/2023 on NB Power's multi-year plan to meet the 20% equity objective by 2027.

III. Issues on Judicial Review

[24] The application for judicial review is made pursuant to s. 52(1) of the *Energy and Utilities Board Act*, S.N.B. 2006, c. E-9.18, and Rule 69 of the *Rules of Court*. In short, this Court is a first instance adjudicator of the application.

[25] All parties agree that the Board's decision is to be reviewed using the reasonableness standard, in accordance with the principles set out by the Supreme Court in *Canada (Minister of Citizenship and Immigration) v. Vavilov*, 2019 SCC 65, [2019] 4 S.C.R. 653.

[26] Pivoting off *Vavilov*, NB Power contends the Board's decision regarding the use of the Updates and the projected negative variance/loss in 2022/2023 is

unreasonable both in the overall result, and in the manner in which it reached its conclusions.

[27] More specifically, in relation to the result, NB Power submits:

The Board's overall determination of NB Power's rates for the 2023/24 fiscal year is unreasonable in light of the statutory scheme for setting rates, principles of statutory interpretation, the relevant evidence, the submissions of the parties and the Board's previous decisions, for the following reasons:

- (a) the overall determination reduced the rate increase requested on the basis of the update, in circumstances in which the totality of the changes in relevant circumstances between the filing of NB Power's application and the time of the hearing was substantially negative;
- (b) the Board failed to consider the rate setting provisions of the *Electricity Act*, the relevant factors as required by s. 103(7), and in particular the policy of the Government of New Brunswick as expressed in s. 68, the Mandate Letter, being a direction in writing from the Executive Council under s. 69;
- (c) the Board misapprehended or failed to consider the relevant evidence of negative impacts on NB Power's equity ratio, and unreasonably focused on a less significant improvement resulting from the improvement in forecast total gross margin for the 2023/24 fiscal year; and
- (d) the Board failed to consider the submissions of the Public Intervenor, both with respect to consideration of the update, and with respect to the overall rate increase and the factors the Board should consider in approving a rate increase. [Emphasis added]

[28] Regarding the manner in which the Board reached its decision, NB Power maintains the Board's reasoning process fails to meet the standard of internal rationality. In particular, it contends that:

- (a) The Board adjusted the requested rate increase to reflect the improvement in forecasted Total Gross Margin of \$106.5 million for the 2023/24 fiscal year, as disclosed in the Update, on the basis that it constituted a material or exceptional circumstance. In setting the rate increase, the Board misapprehended or failed to consider the materiality or exceptionality of the deterioration of total gross margin in the 2022/23 fiscal year in the amount of 246.1 million (disclosed in the same Update), despite [the Board's] recognition that the forecast losses in the 2022/2023 fiscal year would be a heavy burden on future ratepayers. The Board further misapprehended NB Power's argument that assessment of materiality must be based on the materiality of impacts on revenue requirements as a whole, and not the materiality of a single factor.
- (b) In finding that the \$106.5 million improvement in Total Gross Margin was a material circumstance, the Board relied on the introduction of regulatory variance accounts and a corresponding rate rider mechanism, on the basis that the regulatory accounts were an extraordinary external event which shifted the consequences of forecast error wholly onto ratepayers. The Board further justified the decision on the basis that the use of the Update would reduce forecast error, and that such reduction would minimize the balance of the variance accounts, which the Board found to be a relevant factor. By considering and updating for the improvement in the Total Gross Margin in 2023/24, and simultaneously failing to consider the deterioration of Total Gross Margin in the 2022/23 fiscal year in setting rates for the 2023/24 fiscal year, the Board's decision results in higher variance account balances, a result which is internally inconsistent with the Board's stated goal.
- (c) Despite stating that it would consider all available updated evidence, and acknowledging that all the experts who provided evidence to the Board testified that any forecast update should update all relevant inputs to the revenue requirements, the Board failed to consider the single largest relevant input, being the deterioration of Total Gross Margin in 2022/23, and

(d) The Board failed to address the central argument presented by NB Power: that rates must be set by taking into consideration the policy that NB Power should earn a reasonable return in the context of NB Power's objective to earn sufficient income to achieve 20% equity in its capital structure by March 31, 2027. Despite acknowledging the deterioration in NB Power's debt/equity ratio and the policy that rates should allow NB Power to reduce the level of debt in its capital structure, the Board failed to consider either factor in setting rates for the 2023/24 fiscal year. The decision is silent on the consideration of the policy goal in setting rates and does not reference the Mandate Letter. The Board's failure to address these matters makes it impossible to understand its reasoning on a critical point.

[29] Lastly, NB Power contends the decision to require updates in future rate applications in relation to its Fuel and Purchased Power Expense is unreasonable, as it (1) is contrary to expert evidence that all factors should be updated, (2) failed to address accepted regulatory and legal principles that if updates are to be considered, all relevant factors should be updated, and (3) deviated from the Board's previous decisions in Matters 375 and 458.

IV. Analysis

[30] In my view, there is nothing about the decision to reduce NB Power's revenue requirements for the Test Year based on the Update, including the forecast loss in the prior year, that is unreasonable in view of the statutory scheme, the Board's previous decisions, the evidence, or the submissions of the parties. Nor is there anything about the Board's reasoning process that fails to meet the standard of internal rationality.

[31] I will begin by addressing the statutory scheme for setting rates, and relevant aspects of the Board's previous decisions, both of which, NB Power submits, play a role in the decision being unreasonable. I do not agree.

A. *The Scheme for Setting Rates*

[32] Naturally, the statutory scheme for setting rates both empowers and constrains the Board in “approving or fixing just and reasonable rates.” The Board is mandated by the statutory imperative to base the “decision on the [NB Power]’s revenue requirements, taking into consideration” the factors enumerated in s. 103(7) of the *Act*, which reads:

103(7) In approving or fixing just and reasonable rates, **the Board shall base its order or decision on the Corporation’s revenue requirements, taking into consideration**

- (a) the **policy set out in section 68**,
- (b) the most recent integrated resource plan approved or deemed to be approved by the Executive Council under section 100,
- (c) the most recent strategic, financial and capital investment plan filed with the Board under section 101,
- (d) any requirements imposed by law on the Corporation that may be relevant to the application, including, without limitation, requirements regarding demand-side management and energy efficiency plans and renewable energy requirements,
- (e) any **directive issued by the Executive Council under section 69** that may be relevant to the application, and
- (f) any policy established by a regulation made under paragraph

103(7) Lorsqu’elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables, la Commission rend son ordonnance ou sa décision en fonction des besoins en revenus de la Société, ayant tenu compte :

- a) des **dispositions de l’énoncé de politique que prévoit l’article 68**;
- b) du plan intégré des ressources le plus récent approuvé ou réputé approuvé par le Conseil exécutif en vertu de l’article 100;
- c) du plan stratégique, financier et d’immobilisations le plus récent qui a été déposé auprès d’elle en vertu de l’article 101;
- d) de toutes exigences légales qui s’imposent à la Société et qui peuvent s’avérer utiles à la demande, y compris, notamment, celles qui sont liées aux plans de gestion de la demande et aux plans d’efficacité énergétique et celles relatives à l’énergie renouvelable;
- e) de toute **directive que le Conseil exécutif a donnée en vertu de l’article 69** et qui peut s’avérer utile à la demande;
- f) de toute politique établie par règlement pris en vertu de l’alinéa

142(1)(f) that may be relevant to the application. [Emphasis added]

142(1)f) et qui peut s'avérer utile à la demande. [Gras ajouté.]

[33] NB Power relies on the Board's statutory obligation to consider the government's electricity policy (s. 103(7)(a)), and any directive issued by the Executive Council (s. 103(7)(e)), to ground its contention that the Board failed to consider the consequences of the forecast loss in 2022/2023 on its obligation to fix rates that "permit it to earn a just and reasonable return, in the context of [NB Power]'s objective to earn sufficient income to achieve a capital structure of at least 20% equity" (s. 68) by 2027.

[34] While the 20% equity objective is expressly declared by s. 68 to be government policy, the target date of 2027 stems from a mandate letter from the Minister of Natural Resources and Energy Development. NB Power contends this mandate has the force of a directive issued by the Executive Council pursuant to s. 69. The respondents dispute this, and the issue will be addressed further below. Regarding the government's electricity policy, ss. 68 and 69 provide as follows:

Electricity policy of the government

Politique gouvernementale en matière d'énergie électrique

68 It is declared to be the policy of the Government of New Brunswick

68 La politique du gouvernement du Nouveau-Brunswick vise à ce que :

(a) that **the rates charged** by the Corporation **for sales of electricity within the Province**

a) **les tarifs** que demande la Société **pour les ventes d'électricité dans la province :**

(i) should be **established on the basis of annually forecasted costs** for the supply, transmission and distribution of the electricity, and

(i) soient **fixés en fonction des coûts annuels prévus** pour l'approvisionnement, le transport et la distribution d'électricité,

(ii) should provide sufficient revenue to the Corporation to permit it to earn a just and reasonable return, in the context of the Corporation's objective to earn sufficient

(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

income to achieve a capital structure of at least 20% equity,

(b) that all the Corporation's sources and facilities for the supply, transmission and distribution of electricity within the Province should be managed and operated in a manner that is consistent with reliable, safe and economically sustainable service and that will

(i) result in the most efficient supply, transmission and distribution of electricity,

(ii) result in consumers in the Province having equitable access to a secure supply of electricity, and

(iii) result in the lowest cost of service to consumers in the Province, and

(c) that, consistent with the policy objectives set out in paragraphs (a) and (b) and to the extent practicable, rates charged by the Corporation for sales of electricity within the Province shall be maintained as low as possible and changes in rates shall be stable and predictable from year to year.

Directives by the Executive Council

69 The Executive Council may at any time issue directives in writing to the Corporation that must be taken into consideration by the board of directors of the Corporation.

[Emphasis added]

une structure financière minimale de 20 % en capitaux propres;

b) 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;

c) 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.

Directives du Conseil exécutif

69 Le Conseil exécutif peut à tout moment donner des directives écrites à la Société, lesquelles sont prises en considération par son conseil d'administration.

[Gras ajouté.]

[35] In addition to the factors enumerated in s. 103(7) of the *Act*, the Board may consider the factors enumerated in s. 103(8) in approving or fixing rates:

103(8) In approving or fixing just and reasonable rates, the Board **may take into consideration**

(a) accounting and financial policies of the Corporation,

(b) matters of cost allocation and rate design,

(c) customer service related charges,

(d) the Corporation's demand-side management and energy efficiency plans, and

(e) **any other factors that the Board considers relevant.**

[Emphasis added]

103(8) Lorsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables, la Commission **peut tenir compte :**

a) des politiques comptables et financières de la Société;

b) des questions liées à la répartition des coûts et à la conception des tarifs;

c) des frais liés au service à la clientèle;

d) des plans de gestion de la demande et des plans d'efficacité énergétique de la Société;

e) de tout autre facteur qu'elle juge pertinent.

[Gras ajouté.]

[36] Quite understandably, s. 103 has no application to the establishment of rate riders; they arise from the operation of the variance accounts, under s. 117.4 and the *Regulatory Variance Accounts and Deferral Account Regulation – Electricity Act*, N.B. Reg. 2022-17, filed on March 24, 2022:

103(9) This section does not apply to rate riders established under the regulations.

103(9) Le présent article ne s'applique pas aux avenants tarifaires établis en vertu des règlements.

[37] Lastly, while NB Power stresses the independent statutory duty imposed on the Board to approve or fix "just and reasonable rates," it must also be noted the *Act* provides that "the burden of proof is on the applicant" (s. 128).

B. *The Mandate Letter and Fresh Evidence re: the 2027 Timeline for Achieving the 20% Equity Objective*

[38] As indicated, NB Power maintains that the mandate letter, which established the 2027 target date for the 20% equity objective, is a directive under s. 69. In my view, the perceived significance of this assertion is misplaced; however, it gave rise to a request for the Court to receive fresh evidence in support of the respondents' position that the mandate letter is not a directive under s. 69.

[39] The most recent mandate letter from the Minister of Natural Resources and Energy Development in the record is dated February 14, 2022. Addressed to the Chairperson of the Board of Directors, it explains that the letter "provides an updated overview of your responsibilities for the year ahead, and I look forward to all that we can accomplish together with our shared vision and purpose." The letter states:

As a Crown body under the *Accountability and Continuous Improvement Act*, I expect that you and your board will apply sound governance principles guided by effective strategy that delivers on your mandate.

[40] More specifically, the letter provides that "[t]hrough your leadership as Chairperson, I expect NB Power to deliver upon the priority areas outlined below [...]," which include:

Make plans to achieve a capital structure of at least 20% equity by 2027 through cost reductions and other appropriate mechanisms that will maintain low and stable rates for New Brunswickers. [Emphasis added]

[41] Shortly before the hearing in this Court, J.D. Irving, Limited moved for the Court to accept a document entitled "Directive of the Executive Council pursuant to Section 69 of the *Electricity Act*," dated September 25, 2023 (the "Directive").

[42] The Directive had been very recently sent by NB Power to the Board, by letter dated September 28, 2023, to explain that it would require additional time to file its general rate application for 2023/2024. NB Power explained that the Directive had implications on the application that was otherwise due days later, on October 4, 2023. The Directive provides that “[t]he Executive Council directs the Corporation to make plans to achieve the Equity Target by March 31, 2029, through a combination of cost minimization and other appropriate mechanisms that will, consistent with the achievement of the Equity Target, maintain rates as low as practicable.”

[43] The Directive and NB Power’s letter to the Board are offered as fresh evidence in our review of the Board’s decision, or, alternatively, as representing “subsequent legislative developments that may assist the Court in interpreting the relevant statutory and regulatory framework.”

[44] In my opinion, the Directive, which is really what is sought to be put before us, does not satisfy any of the principles that would warrant making an exception to the general rule against accepting fresh evidence on judicial review. Generally, a decision is reviewed only on the record that was before the decision-maker (see, for example, *Town of Grand Bay-Westfield v. The Canadian Union of Public Employees, Local 2404*, 2006 NBCA 115, 308 N.B.R. (2d) 205, at para. 4; *Tessier v. New Brunswick* (1988), 91 N.B.R. (2d) 361, [1988] N.B.J. No. 441 (QL) (C.A.), *Association of Universities and Colleges of Canada v. Canadian Copyright Licensing Agency (Access Copyright)*, 2012 FCA 22, [2012] F.C.J. No. 93 (QL)). Additionally, the Directive is not a legislative “development” in the sense of being an amendment, etc., that might bear on our review, nor is it a device that aids in the interpretation of s. 69 and/or a determination of whether the mandate letter constituted a directive issued under s. 69, as NB Power contends is the case. As a result, I would not consider the Directive or letter further.

[45] Additionally, and despite my view that it is not apparent how the mandate letter, sent under s. 3 of the *Accountability and Continuous Improvement Act*, S.N.B. 2013, c. 27, to address a number of objectives, is a “directive” issued by the Executive

Council under s. 69, it is not necessary to determine the parties' conflicting positions regarding this issue. Although NB Power contends the Board failed to consider the 20% equity objective (under s. 68) and the 2027 timeline (in the Mandate Letter, "being a direction [...] under s. 69"), there was no dispute before the Board regarding NB Power's objective, and/or plan, to achieve 20% equity by 2027. Nor, on any reading of the Board's decision, is there anything that suggests the Board failed to consider the 2027 timeline for the equity objective, let alone that the Board viewed the 2027 timeline as less significant than if it had been rooted in a directive issued under s. 69. The basis for the timeline simply has no bearing on the live issues in the review of the Board's decision.

C. *The Board's Previous Decisions*

[46] I will address the past decisions of the Board that NB Power identified as providing context to its submissions, as well as those I believe provide important context to the issues before us.

[47] The decisions all follow the amendments to the *Act*, in 2013, that require NB Power to apply for Board approval of its proposed rates for each fiscal year, beginning with the fiscal year 2015/2016. The amendments also changed the meaning of "revenue requirements" to include a "reasonable return" rather than a "reasonable return on equity," which had been part of the definition before the amendments. While an application is made for each year, the frequency of the applications creates a continuum of issues that extends from one application and Board decision to the next.

[48] In its initial application to the Board under the amended *Act*, regarding 2015/2016 (Matter 272), NB Power budgeted for revenue requirements of \$1.74 billion (rounded), which included "net earnings" of \$90.6 million (5.2% of the budgeted revenue requirements). The Board observed that, in the absence of any other adjustments, these earnings would require a rate increase of 2%. In deciding whether \$90.6 million reflected a "reasonable return," the Board stated:

The use of *return* rather than *return on equity* in the current definition of “revenue requirements” indicates that the Board’s consideration of a reasonable return cannot be entirely assessed in terms of NB Power’s equity position. The Board’s consideration of whether the proposed revenue requirement is reasonable includes a range of factors, including those enumerated in subsections 103(7) and 103(8) of the Act. In other words, the legislation is enabling and provides greater flexibility. [Para. 115]

[49] No party disputed the objective of attaining a 20% equity ratio, which should not be surprising given it reflected government policy, under s. 68. Despite differing views on how the ratio should be achieved over the long term and/or impact on the revenue requirements for the Test Year (2015/2016), the Board accepted \$90.6 million was “a just and reasonable return” in view of NB Power’s plan. It concluded the amount “permits NB Power to continue to reduce its debt and to build its equity ratio in order to prepare for expected increases in capital spending several years from now” (para. 125).

[50] Additionally, and of particular interest in the context of the present case, the Board ordered NB Power to file all PROMOD simulation output reports, regarding its Fuel and Purchased Power Expense, as they are completed:

Given that fuel and purchase power expense determines 40% of the revenue requirement, the Board finds it prudent to monitor the variations in these costs on an ongoing basis. The Board orders NB Power to file all PROMOD simulation output reports with their relevant assumption as they are completed. [Para. 31]

[51] The application for 2016/2017 (Matter 307) had budgeted revenue requirements of \$1.839 billion, including a net income of \$92.4 million (5.02% of budgeted revenue requirements). The Board commented on NB Power’s commitment to reducing debt in order to achieve an equity ratio of 20%. It observed the objective was part of the corporation’s 10-year plan, and it was not challenged by any party. Reflecting the necessity of balancing this objective with other factors, the Board stated:

At the same time, and in the context of the legislation, rates should be maintained as low and stable as possible. The appropriate balance, between building equity, reducing debt and maintaining low and stable rates, is determined each year based on test year information. As provided in section 103 of the Act, NB Power is required to make an annual application to the Board for approval of rates. This annual review allows the Board to set rates based on current financial information, in the context of longer term goals and objectives.

For the fiscal year 2016/17, the Board approves the amount of \$92.4 million for Net Income and is satisfied that this permits NB Power to continue to move toward its target of a 20% equity ratio. [Emphasis added; paras. 80-81]

[52] The application for 2017/2018 (Matter 336) had budgeted revenue requirements of \$1.726 billion, including net earnings of \$90.6 million (5.25%). Once again, there was no challenge to the plan to achieve the minimum 20% equity ratio within a reasonable timeframe. The Board unanimously approved the net earnings (in reasons issued in June 2017); however, in concurring reasons, one member expressed his agreement with the conclusions of two experts regarding the objective of achieving 20% equity. While noting that the government policy (in s. 68) does not indicate a time frame within which the objective is to be achieved, the member agreed that rates should be sufficient to attain annual progress towards achieving 20% equity as quickly as possible.

[53] The application for 2018/2019 (Matter 375) had budgeted revenue requirements of \$1.706 billion, including net earnings of \$62.3 million (3.65%). Somewhat similar to NB Power's position before this Court, the Board considered whether NB Power's budgeted net income should be increased to offset its decision to disallow \$8.7 million from NB Power's budgeted revenue requirements. In its reasons for decision, the Board briefly noted there was some discussion regarding the approach to be taken as a consequence of the disallowance, one of which was to increase NB Power's net earnings by the amount of the disallowance, rather than to decrease the requested rate increase. The Board concluded that "it is appropriate in this matter to remain consistent

with the Board's standard regulatory approach, which is to apply the cost disallowance to reduce the requested average rate increase" (para. 218).

[54] The application for 2019/2020 (Matter 430) had budgeted revenue requirements of \$1.742 billion, including net earnings of \$33.8 million (1.94% of budgeted revenue requirements). Shortly before the May 2019 hearing, NB Power amended its revenue requirements, which included a \$1.9 million increase to its net earnings. The amended net income was uncontested and accepted by the Board.

[55] The application for 2020/2021, filed in October 2019 (Matter 458), had budgeted revenue requirements of \$1.814 billion, with net earnings of \$40.9 million (2.25%). In this decision, the Board set out the basis upon which it would use updated projections to adjust NB Power's revenue requirements. This approach to updates provided the starting point for the Board's consideration of the same issue in the present case. The Board stated, in its decision dated October 2, 2020:

Throughout the hearing, several parties commented on Mr. Madsen's recommendation that NB Power should provide an updated forecast of its costs at the time of the hearing. In his view, forecasts vary materially from year to year, which impacts on the ability of the Board to approve rates that will assist NB Power in reaching its equity goal.

NB Power expressed concern with updating forecasts, submitting that it is unlikely to mitigate the inherent risks in NB Power's operations in-year. In its view, the Board should base its decision on the reasonableness of the test year budget at the time the application is made, subject only to material or exceptional circumstances.

The Board agrees with NB Power on this issue. The application, once filed, is a snapshot of revenues and costs at a given point in time. It is a representative set of numbers that can be tested, given the assumptions that are put forward. Updating one or all costs, after the filing has been made, may lead to a longer hearing process or possibly place an asymmetrical risk on NB Power.

NB Power does however have an obligation to advise the Board if there has been a material or exceptional change in its evidentiary package or if an external event has occurred that will impact on its filing. The Board will deal with these updates on a case-by-case basis. In any event, if corrections to evidence are required, such corrections should be made at the earliest opportunity. [Emphasis added; paras. 90-93]

[56] The Board’s decision touches on two other issues that are also before us, both of which are addressed in the dissenting opinion of a Board member. First, the Board heard evidence regarding the objective to achieve 20% equity by 2027, a timeline that came from a mandate letter received by NB Power. In relation to this newly identified timeline for achieving the targeted equity ratio, the dissenting Board Member concluded that “[t]here needs to be a heightened urgency within NB Power to improve its equity ratio” (para. 3). The record is not entirely clear on the timing of the initial mandate letter; however, the application for 2020/2021 would have been filed in 2019.

[57] Second, the Board once again heard submissions on the issue of whether the disallowance of an expense ought to be viewed as creating room for, and lead to, an increase in NB Power’s net income. Under the heading “Treatment of Disallowed Spending on Rates,” the dissenting board member summarized the views expressed by the public intervener and counsel to the Utilities Municipal, both of whom agreed it is “within the Board’s power to decide whether a disallowance or disapproval of the specific expenditure may be retained within the overall revenue requirements to net earnings in a particular year” (para. 21). In essence, they agreed the Board could maintain the revenue requirements by increasing net revenue in circumstances where it was warranted to advance the 20% equity objective. The reasons also set out fully NB Power’s agreement with this approach, including its reliance on the supporting opinion from an expert witness. In sum, increasing NB Power’s net income for the purpose of advancing its equity objective, rather than reducing the proposed rates, is not a novel issue before the Board.

D. *It was not Unreasonable for the Board to Decide (1) the Update Revealed Material Changes to the Projected Revenue Requirements for the Test Year, and (2) the Variance Accounts are a Factor that Weighs in Favour of Requiring Updated Forecasts in Future Rate Applications*

[58] It is trite law that reasons for decision must be read as a whole, in view of the pleadings, the record, and the submissions of the parties; however, the structure of the Board's reasons regarding these two issues make it very apparent the analysis and reasons overlap, and they must be read together. I highlight this because the variance accounts are a factor in both decisions, despite being addressed in a fulsome manner in connection with the decision to require the filing of updated forecasts at future hearings.

[59] Under the heading: "Material changes in forecasts warrant the Board's consideration," the Board explains first, its reasons for considering the forecasts in the Update regarding the Test Year revenue requirements, and second, its reasons for directing "NB Power to file its third quarter PROMOD [December 31st] forecast no later than January 21st each year as a Minimum Filing Requirement for future general rate applications" (para. 57). In defining these issues, the Board stated:

The Board must decide whether to depart from its general approach of evaluating the revenue requirement as of the time the application was filed to consider subsequent changes in the forecasts underlying the proposed revenue requirement. This issue must be resolved first because it may broadly impact the revenue requirement. The Board must determine:

- a. whether significant changes in the test year forecasts for fuel and purchase power costs and export sales due to unprecedented changes in the underlying economic factors and previously unknown export opportunities constitute material or exceptional circumstances that warrant consideration by the Board; and
- b. whether, in the context of the new regulatory variance accounts, changes that may occur between the time NB Power prepares its forecasts in the final stages of the rate

hearing are sufficiently material to warrant requiring NB Power to update its energy supply cost and electricity sales forecasts in future proceedings. [Emphasis added; para. 17]

(1) Changes to the Projected Revenue Requirements for the Test Year

[60] Regarding the Board's conclusion the forecasts in the Update (based on the January 2023 PROMOD) represented a material change to those filed with the Application, the Board explained:

The Board has confronted this issue in the past, most recently in Matter 458, and has decided against requiring forecasts to be updated late in the hearing process except in material or exceptional circumstances. Requiring updated forecasts may be impractical and potentially unfair to the utility because of the complexity and interdependency of the calculations and the time and effort needed to test the evidence thoroughly. The Board determined in Matter 458 that the circumstances would be evaluated on a case-by-case basis to avoid hearing delays and other potential prejudice. The Board also determined that NB Power must advise the Board if the material or exceptional change or an external event impacts its filed evidence.

Mr. Furey submitted that the board should evaluate the reasonableness of the proposed revenue requirement at the time the application was filed. He distinguished the circumstances from those in Matter 375, where the Board granted NB Power's request during the oral hearing to introduce new evidence that had a material, known and certain impact on the revenue requirement. In Mr. Furey's view, the consequential changes to the revenue requirements are not sufficiently material in this case to justify departing from the Board's general approach.

The Board does not accept this argument. The 2023 PROMOD Update has a significant impact on the revenue requirement because of the magnitude of difference in the test year forecasts for in-province revenue, out-of-province sales and gross margin, and fuel and purchase power costs.

Fuel and Purchased Power expense represents 47% of NB Power's revenue requirement. Moreover, according to NB Power, "unprecedented challenges due to never before seen increases in fuel and purchased power costs and volatility" and "significant increases in commodity prices" are responsible for the requested rate increase. This explanation is consistent with Ms. Clark's testimony that the increased cost of fuel and purchased power necessary to supply customers in New Brunswick "drives the need for a rate increase of nearly 7 percent."

[...]

The Board considers that the 2023 PROMOD Update adds certainty to the revenue requirement because, in addition to being more recent, the forecast changes relate primarily to known and certain export sales and the consequential impacts of those sales on fuel and purchased power costs. The Board, therefore, finds that the 2023 PROMOD Update is likely to materially reduce test year forecast error, despite any continuing market volatility. [Emphasis added; paras. 30-33, 36]

[61] The decision to consider the more recent forecasts in the Update, based on the conclusion they represent a material change to the revenue requirements in the application, is unassailable on a reasonableness standard, and any suggestion the forecast changes are insufficiently material to justify departing from the Board's general approach must be rejected.

[62] Additionally, I do not agree the Board was wrong to approach the assessment of materiality by focusing on the changes to the revenue requirements for the Test Year. They form the basis for approving or fixing rates for that period. Nor do I accept the related argument that the forecast loss in 2022/2023 was plainly so much larger than the \$48,600,000 reduction in NB Power's revenue requirements (based on the updated forecasts) that the overall change to NB Power's circumstances in the Test Year was detrimental and it justified disregarding the forecast reductions to the revenue requirements for the Test Year. Both assertions ignore the fact that the forecast changes to the revenue requirements bear directly on the rates for the Test Year whereas the loss

related to the prior year and any variation were subject to the operation of the variation accounts.

[63] I accept NB Power's view that the loss in 2022/2023 has consequences for the Test Year. Indeed, as the Board explained, the unexpected results in 2022/2023 gave rise to additional debt, which was a factor in NB Power's updated forecasts projecting a \$30,000,000 increase in its finance costs for the Test Year. Additionally, the reduction in its equity ratio from 10% to 7% (between September and December 2022) may, if not likely will, impair the ability to achieve its multi-year plan to reach 20% equity by 2027, notwithstanding subsequent recoveries through the operation of the variance accounts and rate riders. However, that is quite different from relying on the forecast loss to disregard discrete material changes to the forecasts for the Test Year. NB Power's submissions regarding the effect of the unexpected loss in 2022/2023 on its plans to achieve 20% equity by 2027 will be addressed below.

(2) Variance Accounts are a Factor that Weighs in Favour of Requiring Updated Forecasts in Future Rate Applications

[64] NB Power contends the Board misapprehended the impact of the variance accounts in deciding whether NB Power ought to provide the Board with updated forecasts in future rate applications, rendering the decision unreasonable.

[65] Under the *Regulatory Variance Accounts and Deferral Account Regulation – Electricity Act*, variances between NB Power's forecast and actual energy supply costs and electricity sales are, as the Board explained, to "be tracked and reimbursed to or repaid by customers through a rate rider mechanism." The operation of the accounts, and what the Board found to be a history of negative variances, from underestimating revenue requirements, features prominently in the Board's reasons for requiring NB Power to provide updated forecasts at future rate hearings despite the challenges this may cause. The Board explained:

5.4 The Board will require NB Power to file updated forecasts in future proceedings

NB Power is vulnerable to significant variances between actual and forecast energy supply costs and electricity sales because forecasts are prepared long before NB Power incurs the costs or makes the sales.

Amendments to the Act in 2021 require that these variances be tracked and reimbursed to or repaid by customers through a rate rider mechanism. Since the actual results are compared against NB Power's approved revenue requirement, overestimating or underestimating the revenue requirement directly impacts the variance account balances and the rate rider.

5.4.1 Forecast error impacts regulatory variance accounts balances

The Board heard expert evidence that forecast error had been a root cause of NB Power's inability to achieve its net earnings targets because it resulted in underestimated revenue requirements.

Mr. Knecht opined that NB Power's unfavourable income variances were caused by unduly optimistic forecasts over the past decade, relative to actual generation operations and fuel costs. He testified that this forecasting optimism might cause the net variance accounts balances to grow. Mr. Knecht and Mr. Madsen observed that the utility tends to under-forecast Export Gross Margin compared to historical results.

The Board finds that forecast error has, historically, resulted in the approved revenue requirement being underestimated and that the regulatory variance accounts are less likely to balance out over time if simpler patterns of forecast error continue.

5.4.2 Forecast error is a relevant factor to consider

Utilities Municipal and the Acting Public Intervenor argued that minimizing the net variance accounts balance is a valuable regulatory objective. Mr. Stoll submitted that the need for the most accurate forecast takes on increased importance in light of the regulatory variance accounts. Mr. Williams referred to Mr. Knecht's testimony confirming

that the regulatory benefit of updating those revenues and costs is to minimize the size of those accounts.

The Board considers that the regulatory variance accounts have an impact on the debt-to-equity ratio. Reducing forecast error in the approved revenue requirements to minimize the net variance accounts balances is a relevant factor for the Board to consider under paragraph 103(8)(e) of the Act.

5.4.3 Updating forecast evidence will reduce forecast error

The Board is concerned that the obligation imposed on NB Power in matter 458 is insufficient to reduce the magnitude of the forecast error, particularly for components that flow through the regulatory variance accounts. As discussed in section 9 of this decision, NB Power significant debt and the potential for skyrocketing net regulatory variance account balance in 2024-2025 suggest that this concern is well placed. [Emphasis added; paras. 47-54]

[66] It was for these reasons the Board mandated that NB Power file its third quarter PROMOD forecast by January 21st each year, as a Minimum Filing Requirement, in addition to “its ongoing obligation to inform the Board of any material or exceptional change in its evidentiary package or if an external event has occurred that would impact its filing” (from Matter 458; at para. 58).

[67] While NB Power argues the variance accounts are not an external event, there isn't anything in the record or the Board's reasons that would ground a determination that the decision to provide updated forecasting at future hearings is unreasonable. In essence, NB Power reemphasizes the arguments made before the Board and, effectively, it challenges the Board's weighing of the competing factors and submissions, none of which provides a basis upon which to conclude the Board's decision is unreasonable. Indeed, the Board's reasoning is clear and reflects a rational chain of analysis.

[68] For the same reasons, there is no merit to the submission that the Board's understanding of, or approach to, the variance accounts contributed to making the decision to consider the forecasts in the Update regarding the Test Year unreasonable.

E. *NB Power's Contention the Board Failed to Consider the Significance of the Forecast Loss in 2022/2023 on NB Power's Plan during the Test Year to Achieve 20% Equity by 2027*

[69] Having rejected the view it was unreasonable to reduce the revenue requirements for the Test Year based on the forecasts in the Update, what remains is the submission that the Board failed to consider whether, in view of the significance of the forecast variance/loss in 2022/2023, \$16,300,000 was a reasonable return in the context of the objective to achieve at least 20% equity by 2027.

[70] It is important to identify the scope of the broad assertion that the Board failed to properly consider the rate-setting provisions of the *Act* and, in particular, that rates charged should provide sufficient revenue to permit NB Power to earn a reasonable return, in the context of its objective to achieve 20% equity (as set out in s. 68) by 2027 (as reflected in a mandate letter, which it contends is a directive issued under s. 69). NB Power does not advance the existence of an extricable error in the Board's interpretation of these provisions. This is not surprising since my review of the record did not reveal anything that would substantiate such an error. Additionally, while there was some skirmish in the submissions before us regarding the weight of the 20% equity objective as a legislated factor to be considered in setting rates, there was no such clash before the Board, and since the issue of a reasonable return in view of that objective was not contentious before the Board, it did not address the issue in its reasons.

[71] NB Power's focus is on what it sees as the Board's misapprehension of the significance of the forecast variance/loss in 2022/2023, and/or its failure to consider its impact, on the essential role that net income in a Test Year (its "reasonable return") plays in advancing its multi-year objective to achieve 20% equity by 2027.

[72] First and foremost, regarding the consequences of the forecast variance/loss in 2022/2023, there is the mandatory operation of the variance accounts, which, as the respondents emphasize, would see NB Power fully recover any variance, over time, through rate riders, with interest. As addressed above, this was plainly recognized by the Board.

[73] While acknowledging any negative variance would either be reduced by future positive variances or recovered through rate riders, there can nevertheless be negative changes to or consequences for NB Power's circumstances in the Test Year. For example, and as previously mentioned, the Board noted 2022/2023 caused an unexpected increase in debt, which resulted in higher finance costs in the Test Year and, based on the reduction in its equity ratio from 10% to 7% (between September and December 2022), it would be starting the Test Year with a lower equity ratio than had been assumed when the net income of \$16,300,000 was advanced as being reasonable in view of its multi-year objective to reach 20% by 2027.

[74] Ultimately, the extent to which the loss in 2022/2023 impaired NB Power's 20% equity objective is a matter of fact, requiring evidence, and, on judicial review, what NB Power asserts the Board failed to do in relation to its net income, must be assessed in the context of the record before the Board, the live issues, and the submissions of the parties.

[75] Setting aside for the moment any issues arising from the forecast variation/loss in 2022/2023, before the Board, NB Power's evidence sought to establish that \$16,300,000 was a reasonable return, in the context of its objective to achieve 20% equity by 2027. In essence, its position was reliant upon its high expectations in future years to earn higher returns and repay large amounts of debt. Presumably, this evidence was necessary to justify a budgeted net income in the Test Year that was patently low compared to its previous general rate applications, since 2015. In any event, the \$16,300,000 return was not contested by any of the participants at the hearing.

[76] Naturally, to the extent the unexpected variance/loss in 2022/2023 impaired NB Power's multi-year plan to achieve equity objective, it stands to reason the net income of \$16,300,000 may be inadequate to "permit it to earn a just and reasonable return, in the context of the Corporation's objective to earn sufficient income to achieve a capital structure of at least 20% equity" by 2027.

[77] This leads to the second of the respondents' responses to NB Power's submissions regarding the Board's failure to connect the forecast results for 2022/2023 with a reasonable return in the Test Year. They maintain the Board was not asked to increase the net income, beyond the increase that occurred before the hearing, which brought it to \$16,300,000. Prior to the hearing, NB Power reduced an expense to correct an error, and it made a corresponding increase to its net income, by the same amount, raising it to \$16,300,000. The net effect was to leave the total revenue requirements unchanged.

[78] Additionally, the respondents point out that there was no meaningful evidence before the Board that identified or quantified any impact on the multi-year objective to achieve 20% equity by 2027. This evidence, if it existed, would have to consider any resulting recovery of the 2022/2023 variance through rate riders.

[79] In support of NB Power's submission that this issue was raised before the Board, it points to its final written argument to the Board, which highlights that had the unexpected variance/loss in 2022/2023 been known, NB Power would have sought additional net income:

The first is that the financial position of NB Power has materially deteriorated in the current fiscal year, due primarily to the outages of PLNGS and Bayside Generating Station, as well as the in-year impacts associated with the ISO-NE Standard Offer Contracts. If the current financial information were available to NB Power at the time it filed this Application, NB Power would not have been able to limit its requested net earnings to the original \$13.9 million

proposed (now modified to \$16.3). NB Power is unable to provide a specific adjustment to the revenue requirement as a result of this change in circumstance, as this would require significant work in preparing an updated 3-Year Plan. [Emphasis added; para. 72]

[80] The issue of increasing net income to make up for, or offset, reductions to other components of the revenue requirements had been expressly raised before the Board in at least two other general rate applications. While not allowed in those cases, where the record demonstrates that additional net income (to that initially sought) is a “just and reasonable” return during a Test Year, in the context of the objective to achieve 20% equity by the target date, such an increase may be permitted.

[81] However, in my view, on the record before it, the Board responded to the live issues. Notwithstanding the Board’s authority to pursue issues it considers necessary to fix just and reasonable rates, given the submissions of the parties, it cannot be said that the decision is unreasonable. The Board is not required to give reasons for its decision that explain every component of the revenue requirements. Despite its plainly unique status under the *Act*, the “reasonable return” component was not contentious before the Board, and NB Power offered evidence to satisfy the Board in relation to its pursuit of the 20% equity objective. Moreover, as the respondents contend, there was no request to amend the net income above \$16,300,000, and the assertion that it would have sought a higher return, had it known of its forecast loss in 2022/2023, cannot, on judicial review, create an issue that did not exist before the Board, let alone a contentious one.

[82] Finally, as NB Power acknowledged in its written submission to the Board, evidence did not exist that would permit it to quantify any adjustment to the revenue requirements/net income for the Test Year or any negative impact on the multi-year plan to achieve 20% by 2027.

[83] In my opinion, this basis for asserting the Board’s decision is unreasonable must fail.

V. Conclusion

[84] For these reasons, I joined my colleagues in dismissing the application for judicial review with costs of \$2,500 payable to J.D. Irving, Limited and \$2,500 payable to the Utilities Municipal (The Power Commission of the City of Saint John, The City of Edmundston, and Perth-Andover Electric Light Commission, collectively). The other respondents do not seek costs.

LE JUGE FRENCH

I. Introduction

- [1] En octobre 2022, la requérante, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick, a demandé à la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick d'approuver le barème des tarifs qu'elle prévoyait demander pour l'exercice financier du 1^{er} avril 2023 au 31 mars 2024 (la demande). Les tarifs proposés étaient de 8,9 % supérieurs à ceux de l'exercice précédent.
- [2] Ont participé à l'audition de la demande, en février 2023, le personnel de la Commission, l'intervenant public au nom des contribuables en général (nommé en application de la *Loi sur l'intervenant public dans le secteur énergétique*, L.N.-B. 2013, ch. 28) et les autres intimées devant notre Cour : J.D. Irving, Limited, The Power Commission of the City of Saint John, Edmundston et Perth-Andover Electric Light Commission.
- [3] Finalement, la Commission a décidé que les tarifs proposés par Énergie NB n'étaient pas « justes et raisonnables », et elle a fixé des tarifs de 5,7 % supérieurs à ceux de l'exercice précédent. Énergie NB soutient que cette décision est déraisonnable et demande une révision judiciaire de notre Cour.
- [4] À mon avis, la décision de fixer les tarifs n'est pas déraisonnable, et, le 9 février 2024, notre Cour a rejeté la requête en révision judiciaire et indiqué que les motifs et une ordonnance relative aux dépens suivraient. Voici ces motifs et cette ordonnance.

II. Contexte

A. *Demandes générales relatives aux tarifs et besoins en revenus d'Énergie NB*

[5] La *Loi sur l'électricité*, L.N.-B. 2013, ch. 7 (la *Loi*), dispose qu'Énergie NB doit demander à la Commission d'approuver les « barèmes des tarifs » qu'elle prévoit demander pour chaque exercice financier (par. 103(1)). La *Loi* prescrit aussi que, « [l]orsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables » pour un exercice financier (que les parties appellent couramment « l'exercice de référence »), « la Commission rend son ordonnance ou sa décision en fonction des besoins en revenus [d'Énergie NB], ayant tenu compte » de divers facteurs énumérés (par. 103(7)) (soulignement ajouté).

[6] La *Loi* définit les « besoins en revenus » comme étant les « revenus annuels nécessaires pour supporter » ce qui suit :

- 1) « les activités, l'entretien, les dépenses administratives, l'amortissement, les taxes, les intérêts et les autres frais financiers prévus »;
- 2) « un rendement jugé acceptable » (art. 1).

[7] Pour déterminer les besoins en revenus qu'elle prévoit de demander aux contribuables, Énergie NB déduit les revenus qu'elle reçoit des ventes d'électricité à l'exportation (hors de la province) et d'autres sources diverses. Dans la décision qui fait l'objet de la révision, la Commission a expliqué ce processus, ainsi que la modélisation utilisée par Énergie NB pour prédire les diverses composantes des besoins en revenus, de la façon suivante :

Les besoins en revenus proposés par Énergie NB pour l'exercice de référence sont basés sur un modèle qui simule les coûts d'exploitation et de production et les revenus dont l'entreprise de service public a besoin pour répondre à la charge provinciale et à la charge d'exportation, et ce, au

coût le plus faible pour les clients de la province. Énergie NB utilise un programme de modélisation appelé PROMOD à cette fin.

Les hypothèses clés du modèle incluent la prévision de charge, les débits hydroélectriques médians à long terme, les ventes à l'exportation prévues par des contrats et les prévisions en la matière, les pannes planifiées et les facteurs de disponibilité, les prix de la marchandise pour le mazout lourd, le gaz naturel, le charbon et le coke de pétrole, l'achat d'électricité et les taux de change en fonction des prix à terme, ainsi que les conditions du marché au moment où la modélisation est réalisée. Les conditions du marché et les prix à terme prévus exposent Énergie NB à un risque lié à la fluctuation des prix sur le marché que l'entreprise de service public n'a pas atténué par des opérations financières conformément à ses politiques relatives à la gestion du risque financier.

Le modèle fournit à Énergie NB des résultats sous forme de prévisions du coût du carburant et de l'énergie achetée pour répondre à la charge provinciale et à la charge d'exportation au cours de l'exercice de référence. En fonction de ces résultats, des autres hypothèses et des processus de planification, Énergie NB quantifie chaque composante des besoins en revenus.

Afin de calculer ses tarifs proposés pour l'exercice de référence, Énergie NB déduit ses recettes générées par les ventes à l'exportation et ses autres recettes diverses prévues pour déterminer les besoins en revenus totaux qu'elle propose de percevoir auprès des contribuables. [...]
[Soulignement ajouté; par. 7 à 10]

- [8] Les parties à une audience sur les tarifs peuvent contester les coûts prévus d'Énergie NB, le montant qu'elle réclame comme « rendement jugé acceptable » ou ses revenus (et la charge) prévus.

B. *La demande*

- [9] Pendant l'audition de la demande, aucune des parties n'a contesté le « bénéfice net » prévu d'Énergie NB, soit 16 300 000 \$ (ce qui correspond à 0,7 % des

besoins en revenus budgétés, à savoir 2 314 600 000 \$). Même si elle a soutenu que ce montant était un « rendement jugé acceptable », Énergie NB a reconnu que ces résultats étaient insuffisants pour faire pendant l'exercice de référence des progrès valables vers l'atteinte de son objectif de 20 % en capitaux propres d'ici 2027 (l'objectif de 20 % en capitaux propres est une politique du gouvernement déclarée à l'art. 68 de la *Loi*); toutefois, ils étaient justifiés par des prévisions de résultats plus élevés pour les années à venir et un important remboursement de la dette, qui, s'il se concrétise, permettrait d'atteindre en grande partie 20 % en capitaux propres d'ici 2027.

[10] Un sujet de litige à l'audience a été celui de savoir si la Commission devait utiliser des prévisions de coûts et de revenus mises à jour d'après le programme de modélisation PROMOD le plus récent d'Énergie NB, en date de janvier 2023. Cette question est au cœur de la requête en révision judiciaire, et elle exige des explications additionnelles.

[11] Les besoins en revenus affirmés dans la demande étaient fondés en grande partie sur les prévisions dont Énergie NB disposait en juin ou juillet 2022, quelques mois avant le dépôt de la demande. Lors de l'audience en février 2023, en réponse à une demande de renseignements de l'une des parties, Énergie NB a présenté une mise à jour de ses prévisions relatives à ses dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité. Cette catégorie de dépenses représente le plus grand des besoins en revenus d'Énergie NB, constituant couramment plus de 40 % du total, et la Commission a remarqué qu'elle en constituerait 47 % pour l'exercice de référence. Les prévisions mises à jour (fondées sur la modélisation de PROMOD de janvier 2023) indiquaient que cette dépense était prévue être considérablement plus élevée que ce qui était indiqué dans la demande. Bien qu'on puisse s'attendre à ce que l'augmentation d'un tel coût joue en faveur d'une augmentation des tarifs, il faut se rappeler que les tarifs sont établis en fonction des besoins en revenus d'Énergie NB après déduction des revenus tirés des ventes à l'exportation (et d'autres sources diverses). Il est significatif que l'augmentation des dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité a été la conséquence de plusieurs faits nouveaux, dont le plus important a été une augmentation considérable des ventes à

l'exportation (d'électricité) d'Énergie NB, qui donnait lieu à une augmentation correspondante de ses revenus prévus. Collectivement, les [TRADUCTION] « nouvelles » prévisions actualisées indiquaient une amélioration de 106 500 000 \$ au titre de ce que les parties appellent la [TRADUCTION] « marge brute totale » d'Énergie NB. En somme, toutes choses étant égales par ailleurs, cette amélioration réduirait de 106 500 000 \$ les besoins en revenus d'Énergie NB.

[12] Deuxièmement, en conséquence de la hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation de la dette attribuable aux pertes inattendues de 2022-2023, en janvier 2023, Énergie NB prévoyait que ses frais de financement pour l'exercice de référence seraient de 30 000 000 \$ supérieurs à ce qui était prévu dans la demande.

[13] Troisièmement, la modélisation de PROMOD de janvier 2023 montrait aussi que la marge brute totale des ventes d'électricité pendant l'exercice financier qui était alors en cours (du 1^{er} avril 2022 au 31 mars 2023) avait connu une baisse de 261 400 000 \$ entre mai et décembre 2022, baisse qui était attribuable principalement à la nécessité d'acheter une énergie de remplacement « en raison de pannes non planifiées et prolongées à la centrale » nucléaire de Point Lepreau et à la centrale de Bayside. Bien que ce n'était pas définitif, la perte prévue pour 2022-2023 serait considérable et, fait important, pendant le troisième trimestre, le ratio emprunt/capitaux propres d'Énergie NB s'était énormément détérioré, passant de 90-10 (au 30 septembre 2022) à 93-7 (au 31 décembre 2022), faisant en sorte qu'Énergie NB soit plus loin d'atteindre l'objectif de 20 % en capitaux propres d'ici 2027.

[14] Énergie NB s'est opposée à ce que la Commission utilise les prévisions de janvier 2023 pour réduire ses besoins en revenus et a soutenu que les tarifs devraient être fondés sur les prévisions déposées dans la demande. Subsidiairement, Énergie NB a soutenu que, si la Commission devait utiliser les prévisions mises à jour pour faire des rajustements qui réduisaient ses besoins en revenus pour l'exercice de référence, la Commission devait également reconnaître les retombées défavorables que la perte prévue

pour 2022-2023 aurait sur son plan pluriannuel visant à atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027.

C. *Les décisions de la Commission*

[15] Le 16 mars 2023, la Commission a rendu une décision partielle, qui expliquait qu'elle « n'est pas convaincue que les tarifs, tels que demandé, sont justes et raisonnables et fixera des tarifs justes et raisonnables conformément aux ajustements suivants ». Elle a prescrit à Énergie NB de mettre à jour ses dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité, ses prévisions de la charge et ses prévisions de revenus conformément aux « résultats des prévisions 2022/23 Q3R1 – janvier 2023 à mars 2024 – résultat PROMOD daté de janvier 2023 » (la mise à jour). Compte tenu des ajustements, la Commission a fixé par la suite un barème de tarifs qui est supérieur de 5,7 % à celui de 2022-2023, et non de 8,9 % comme il était demandé.

[16] Dans ses motifs de décision, datés du 7 juin 2023, la Commission a utilisé le tableau reproduit ci-dessous pour illustrer les ajustements qu'elle avait apportés aux besoins en revenus réclamés par Énergie NB à l'audience, qui totalisaient 2 314 600 000 \$, ce qui représente l'ensemble des composantes des coûts indiquées dans la première colonne. Les ajustements aux dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité et aux frais financiers sont indiqués dans la deuxième colonne (en gras), ainsi que trois autres ajustements (qui sont des ajustements conséquents ou ne sont pas en litige par ailleurs).

[TRADUCTION]

BESOINS EN REVENUS POUR 2023-2024

Composante	Demande d'Énergie NB	Ajustement	Montant approuvé
Carburant et énergie achetée	1 092 000 000	833 700 000	1 925 700 000
Exploitation, entretien et administration	594 000 000	--	594 000 000
Dépréciation et amortissement	368 700 000	(3 300 000)	365 400 000
Impôts et taxes	54 000 000	--	54 000 000

Frais financiers et autres revenus	213 300 000	30 000 000	243 300 000
Changement net dans les soldes réglementaires	(15 800 000)	(36 100 000)	(51 900 000)
Facteur d'ajustement de l'avenant tarifaire	(7 900 000)	23 000 000	15 100 000
Bénéfice net	16 300 000	--	16 300 000
Total	2 314 600 000	847 300 000	3 161 900 000

[17] Bien que ce tableau ne tienne pas compte des ajustements ordonnés par la Commission aux revenus (ou à la charge) prévus d'Énergie NB, comme je l'ai expliqué, le résultat net des ajustements a été de réduire les besoins en revenus à percevoir des contribuables. Le changement net a été une réduction de 48 300 000 \$, y compris ce qui suit :

1. 75 000 000 \$ au titre de l'amélioration de la marge brute totale pour l'exercice de référence (à savoir la marge brute totale améliorée de 106 500 000 \$ indiquée ci-dessus, moins une réduction manuelle de 31 500 000 \$ approuvée par la Commission, pour tenir compte du fait qu'une de ses composantes, la marge brute d'exportation, a été modifiée par les contrats d'exportation, qui sont pour une année civile, ce qui a également eu une incidence sur 2022-2023);
2. 30 000 000 \$ au titre de l'augmentation des frais financiers;
3. 3 300 000 \$ au titre du rejet d'une charge d'amortissement (pour un projet qui n'était pas encore approuvé par la Commission).

[18] Étant donné la réduction de 48 300 000 \$ au titre des besoins en revenus à percevoir des contribuables, la Commission a fixé un barème des tarifs qui est supérieur de 5,7 % à ceux de 2022-2023.

[19] La Commission a reconnu que tout écart négatif en 2022-2023 entre les résultats réels d'Énergie NB pour 2022-2023 et les montants approuvés antérieurement par la Commission pour cette année-là se répercuterait sur les comptes d'écart d'Énergie NB et sur les avenants tarifaires qui en résultent. En expliquant de façon générale les comptes d'écart, la Commission a affirmé :

Les modifications apportées à la Loi en 2021 exigent que ces écarts fassent l'objet d'un suivi et qu'ils soient remboursés [aux clients ou] par les clients au moyen d'un mécanisme relatif aux avenants tarifaires. Puisque les résultats réels sont comparés aux besoins en revenus approuvés d'Énergie NB, la surestimation ou la sous-estimation des besoins en revenus ont des conséquences directes sur le solde des comptes d'écart et les avenants tarifaires. [par. 48]

[20] La Commission a aussi reconnu que les « pertes prévues considérables pour 2022-2023 imposeront un lourd fardeau aux contribuables futurs » et a expliqué le fonctionnement des comptes d'écart en prescrivant que les tarifs qu'elle fixait pour l'exercice de référence « exclu[aient] [...] tout avenant tarifaire ». Cette mention figure aussi bien dans son ordonnance (de fixation des tarifs) datée du 31 mars 2023 que dans ses motifs de décision, datés du 7 juin 2023, qui résumaient ainsi (dans leur introduction) les conclusions de la Commission :

Une augmentation des tarifs de 5,7 % pour toutes les catégories de tarifs, à l'exclusion de tout avenant tarifaire, est juste et raisonnable. Ce pourcentage est inférieur à la hausse proposée par Énergie NB de 8,9 %, et ce, pour les raisons suivantes :

1. Énergie NB devrait avoir des revenus supplémentaires découlant des ventes d'énergie à l'intérieur et à l'extérieur de la province, en raison des contrats de vente à l'exportation imprévus et du coût du carburant inférieur à ses prévisions au moment du dépôt de la demande de tarifs.
2. Énergie NB devrait engager des coûts de financement supérieurs à ses attentes au moment du dépôt de la demande de tarifs.
3. Énergie NB propose d'inclure les charges d'amortissement liées à un projet d'immobilisations en cours que la Commission n'a pas encore approuvé.

Sous réserve de ces exceptions, Énergie NB a démontré que ses besoins en revenus proposés sont raisonnables.

[...]

L'importante dette d'Énergie NB et ses pertes considérables prévues pour 2022-2023 imposeront un lourd fardeau aux contribuables futurs. La Commission s'attend à ce qu'Énergie NB explore activement les occasions visant à améliorer son rendement. La Commission mettra en place des mesures pour que les contribuables comprennent plus aisément le rendement de l'entreprise de service public. [Soulignement ajouté; par. 3]

[21] Enfin, la Commission a prescrit à Énergie NB de déposer, pour qu'elle soit utilisée dans les demandes générales de tarifs futures, une prévision mise à jour de ses dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité (au plus tard le 21 janvier de chaque année). Dans sa requête en révision judiciaire, Énergie NB conteste également cette décision.

D. *Résumé des positions*

[22] Énergie NB soutient qu'il était évident pour la Commission, ou qu'il aurait dû être évident, que la perte de 2022-2023 constituait une détérioration beaucoup plus grave de sa situation que les prévisions améliorées pour l'exercice de référence, ce qui faisait de l'augmentation de tarifs demandée de 8,9 % un élément nécessaire de son plan visant à atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027. En somme, Énergie NB soutient qu'on pourrait justifier l'augmentation de tarifs demandée : 1) soit en n'utilisant pas les prévisions actualisées et en établissant les tarifs d'après les besoins en revenus déposés avec la demande; 2) soit, si on diminue les besoins en revenus sur le fondement des prévisions actualisées, en augmentant de 48 300 000 \$ son revenu net budgété (qui passerait de 16 300 000 \$ à 64 600 000 \$), le montant nécessaire pour justifier l'augmentation proposée de 8,9 %. Bien qu'elle ait commencé par demander à notre Cour de rendre la décision que, soutient-elle, la Commission aurait dû rendre, Énergie NB avance que l'affaire devrait être renvoyée à la Commission, avec des directives voulant qu'elle détermine les tarifs d'après des besoins en revenus qui [TRADUCTION] « incluent un rendement jugé acceptable en fonction de ce qui est nécessaire pour

atteindre l'objectif d'au moins 20 % en capitaux propres prescrit par la *Loi* » et qu'elle considère la lettre mandat prescrivant à Énergie NB de le faire d'ici le 31 mars 2027 comme une politique du gouvernement établie par une directive donnée en vertu de l'art. 69 de la *Loi*.

[23] Tous les intimés contestent l'assertion selon laquelle il était déraisonnable de diminuer de 48 300 000 \$ les besoins en revenus sur le fondement de la mise à jour. Premièrement, la mise à jour a révélé des changements importants à l'exercice de référence qui justifiaient l'ajustement, conformément à la pratique suivie dans les décisions antérieures de la Commission. Deuxièmement, la Commission a reconnu à bon droit que la perte prévue pour 2022-2023 se répercuterait sur les comptes d'écart d'Énergie NB et serait « recouvert[e] » au moyen d'avenants tarifaires pendant les années ultérieures. Troisièmement, l'ampleur de la perte prévue pour 2022-2023 ne pouvait pas justifier à elle seule qu'on fasse fi des changements importants dans les prévisions pour l'exercice de référence et qu'on accepte ainsi la demande de tarifs de 8,9 %. Quatrièmement, il était raisonnable que la Commission accepte le revenu net budgété de 16 300 000 \$. Bien qu'Énergie NB ait modifié à la hausse son revenu net antérieurement, le portant à 16 300 000 \$, il n'a pas été demandé à la Commission d'augmenter ce montant. Cinquièmement, selon les intimés, aucune preuve ne chiffrait les répercussions de l'écart ou de la perte en 2022-2023 sur le plan pluriannuel d'Énergie NB visant à atteindre l'objectif de 20 % en capitaux propres d'ici 2027.

III. Questions en litige en révision judiciaire

[24] La requête en révision judiciaire est présentée conformément au par. 52(1) de la *Loi sur la Commission de l'énergie et des services publics*, L.N.-B. 2006, ch. E-9.18, et à la règle 69 des *Règles de procédure*. Bref, s'agissant de la requête, notre Cour est un arbitre siégeant en première instance.

[25] Toutes les parties conviennent que la décision de la Commission doit être révisée selon la norme de la décision raisonnable, conformément aux principes énoncés

par la Cour suprême dans l'arrêt *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c. Vavilov*, 2019 CSC 65, [2019] 4 R.C.S. 653.

[26] Bifurquant de l'arrêt *Vavilov*, Énergie NB soutient que la décision de la Commission concernant l'utilisation des mises à jour et de l'écart et de la perte négatifs prévus en 2022-2023 est déraisonnable, tant dans son résultat global que dans la manière dont elle est parvenue à ses conclusions.

[27] Plus précisément, quant au résultat, Énergie NB soutient ce qui suit :

[TRADUCTION]

La détermination globale de la Commission quant aux tarifs d'Énergie NB pour l'exercice financier 2023-2024 est déraisonnable compte tenu du régime législatif de fixation des tarifs, des principes d'interprétation législative, de la preuve pertinente, des observations des parties et des décisions antérieures de la Commission, pour les motifs suivants :

- (a) la détermination globale a réduit l'augmentation de tarifs demandée en fonction de la mise à jour, dans des circonstances où la totalité des changements dans les circonstances pertinentes entre le dépôt de la demande d'Énergie NB et le moment de l'audience a été essentiellement négative;
- (b) la Commission a omis de tenir compte des dispositions de fixation des tarifs de la *Loi sur l'électricité*, des facteurs pertinents prescrits au par.103(7) et, en particulier, de la politique du gouvernement du Nouveau-Brunswick énoncée à l'art. 68, et la lettre mandat, qui est une directive écrite du Conseil exécutif par application de l'art. 69;
- (c) la Commission a mal interprété la preuve pertinente des répercussions négatives du ratio capitaux propres/actifs d'Énergie NB ou a omis d'en tenir compte, et elle a porté une attention déraisonnable à une amélioration moins importante résultant de l'amélioration de la marge brute totale prévue pour l'exercice financier 2023-2024;

- (d) la Commission a omis de tenir compte des observations de l'intervenant public, tant au sujet de la prise en compte de la mise à jour qu'au sujet de l'augmentation globale des tarifs et des facteurs dont la Commission devrait tenir compte pour approuver une augmentation des tarifs. [Soulignement ajouté.]

[28] Quant à la manière dont la Commission est parvenue à sa décision, Énergie NB soutient que le processus de raisonnement de la Commission ne satisfait pas à la norme de rationalité interne. En particulier, elle soutient ce qui suit :

[TRADUCTION]

- (a) La Commission a ajusté l'augmentation des tarifs demandée pour tenir compte de l'amélioration prévue de 106,5 millions de dollars au titre de la marge brute totale pour l'exercice financier 2023-2024, révélée dans la mise à jour, pour le motif qu'elle constituait une circonstance importante ou exceptionnelle. En fixant l'augmentation de tarifs, la Commission a mal interprété ou a omis de considérer le caractère important ou exceptionnel de la détérioration de la marge brute totale pendant l'exercice financier 2022-2023, pour la somme de 246,1 millions de dollars (révélée dans la même mise à jour), malgré la reconnaissance de [la Commission] que les pertes prévues pour l'exercice financier 2022-2023 seraient un lourd fardeau pour les contribuables dans l'avenir. La Commission a en outre mal interprété l'argument d'Énergie NB selon lequel l'évaluation de l'importance doit être fondée sur l'importance des répercussions sur l'ensemble des besoins en revenus et non sur l'importance d'un seul facteur.
- (b) En concluant que l'amélioration de 106,5 millions de dollars au titre de la marge brute totale était une circonstance importante, la Commission s'est appuyée sur l'introduction des comptes d'écart réglementaires et d'un mécanisme correspondant d'avenants tarifaires, pour le motif que les comptes réglementaires étaient un événement externe extraordinaire qui faisait entièrement retomber sur les contribuables les conséquences de l'erreur de prévision. La Commission a également justifié sa décision par le fait que l'utilisation de la mise à jour réduirait l'erreur de

prévision et que cette réduction réduirait au minimum le solde des comptes d'écart, ce que la Commission a déclaré être un facteur pertinent. En tenant compte de l'amélioration de la marge brute totale pour 2023-2024 et en la mettant à jour, tout en omettant de tenir compte de la dégradation de la marge brute totale dans la fixation des tarifs pour l'exercice financier 2023-2024, la décision de la Commission entraîne des soldes plus élevés des comptes d'écart, résultat qui constitue une incohérence interne par rapport à l'objectif déclaré de la Commission.

- (c) Même si elle a déclaré qu'elle tiendrait compte de toute la preuve mise à jour dont elle disposait, et même si elle a reconnu que tous les experts qui ont présenté une preuve à la Commission ont témoigné que toute mise à jour d'une prévision devrait mettre à jour tous les intrants pertinents se rattachant aux besoins en revenus, la Commission a omis de tenir compte de la donnée pertinente la plus importante de toutes, la détérioration de la marge brute totale en 2022-2023.
- (d) La Commission a omis de traiter de l'argument central présenté par Énergie NB, à savoir que, en fixant les tarifs, il faut tenir compte de la politique prescrivant qu'Énergie NB doit obtenir un rendement raisonnable dans le contexte de son objectif de gagner un revenu suffisant pour atteindre 20 % en capitaux propres dans sa structure de capital au plus tard le 31 mars 2027. Même si elle a reconnu la détérioration du ratio emprunts/capitaux propres d'Énergie NB et la politique voulant que les tarifs permettent à Énergie NB de réduire le niveau d'endettement dans sa structure financière, la Commission n'a tenu compte d'aucun des deux facteurs en fixant les tarifs pour l'exercice financier 2023-2024. La décision ne dit rien qui indiquerait qu'elle a tenu compte de l'objectif de la politique dans la fixation des tarifs et ne fait pas mention de la lettre mandat. Parce que la Commission n'a pas traité de ces questions, il est impossible de comprendre son raisonnement sur un point fondamental.

[29] En dernier lieu, Énergie NB soutient que la décision d'exiger des mises à jour pour les demandes de tarifs futures relativement à ses dépenses liées au carburant et

à l'achat d'électricité est déraisonnable, car : 1) elle est contraire aux témoignages d'experts selon lesquels tous les facteurs devraient être mis à jour; 2) elle n'a pas traité des principes réglementaires et juridiques reconnus selon lesquels, si on doit tenir compte de mises à jour, tous les facteurs pertinents devraient être mis à jour; 3) elle s'écartait des décisions antérieures de la Commission dans les instances 375 et 458.

IV. Analyse

[30] À mon avis, il n'y a rien de déraisonnable dans la décision de réduire les besoins en revenus d'Énergie NB pour l'exercice de référence sur le fondement de la mise à jour, y compris la perte prévue de l'exercice précédent, compte tenu du régime législatif, des décisions antérieures de la Commission, de la preuve ou des observations des parties. Il n'y a rien non plus dans le processus de raisonnement de la Commission qui ne satisfait pas à la norme de rationalité interne.

[31] Je vais commencer par discuter le régime législatif de fixation des tarifs ainsi que les aspects pertinents des décisions antérieures de la Commission, deux facteurs qui contribuent, selon les prétentions d'Énergie NB, au caractère déraisonnable de la décision. Je ne souscris pas à ses prétentions.

A. *Le régime de fixation des tarifs*

[32] Naturellement, le régime législatif de fixation des tarifs habilite et restreint en même temps la Commission « [l]orsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables ». La Commission a une obligation d'origine législative de fonder la « décision en fonction des besoins en revenus [d'Énergie NB], ayant tenu compte » des facteurs énumérés au par. 103(7) de la *Loi*. Voici le texte du par. 103(7) :

103(7) In approving or fixing just and reasonable rates, **the Board shall base its order or decision on the Corporation's revenue requirements, taking into consideration**

103(7) Lorsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables, la Commission rend son ordonnance ou sa décision en fonction des besoins en revenus de la Société, ayant tenu compte :

- | | |
|---|--|
| (a) the policy set out in section 68 , | a) des dispositions de l'énoncé de politique que prévoit l'article 68 ; |
| (b) the most recent integrated resource plan approved or deemed to be approved by the Executive Council under section 100, | b) du plan intégré des ressources le plus récent approuvé ou réputé approuvé par le Conseil exécutif en vertu de l'article 100; |
| (c) the most recent strategic, financial and capital investment plan filed with the Board under section 101, | c) du plan stratégique, financier et d'immobilisations le plus récent qui a été déposé auprès d'elle en vertu de l'article 101; |
| (d) any requirements imposed by law on the Corporation that may be relevant to the application, including, without limitation, requirements regarding demand-side management and energy efficiency plans and renewable energy requirements, | d) de toutes exigences légales qui s'imposent à la Société et qui peuvent s'avérer utiles à la demande, y compris, notamment, celles qui sont liées aux plans de gestion de la demande et aux plans d'efficacité énergétique et celles relatives à l'énergie renouvelable; |
| (e) any directive issued by the Executive Council under section 69 that may be relevant to the application, and | e) de toute directive que le Conseil exécutif a donnée en vertu de l'article 69 et qui peut s'avérer utile à la demande; |
| (f) any policy established by a regulation made under paragraph 142(1)(f) that may be relevant to the application. [Emphasis added] | f) de toute politique établie par règlement pris en vertu de l'alinéa 142(1)f) et qui peut s'avérer utile à la demande. [Gras ajouté.] |

[33] Énergie NB s'appuie sur l'obligation législative de la Commission de tenir compte de la politique gouvernementale en matière d'électricité (al. 103(7)a)) et de toute directive que le Conseil exécutif a donnée (al. 103(7)e)) pour justifier son assertion voulant que la Commission ait omis de tenir compte des conséquences de la perte prévue en 2022-2023 sur son obligation de fixer des tarifs tels « qu'[Énergie NB] 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 » (art. 68) d'ici 2027.

[34] Alors que l'objectif de 20 % en capitaux propres est expressément déclaré être une politique du gouvernement par l'art. 68, la date cible de 2027 découle d'une lettre mandat du ministre des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie. Énergie NB soutient que ce mandat a la force d'une directive donnée par le Conseil exécutif en vertu de l'art. 69. Les intimés le contestent, et la question sera approfondie plus loin. Au sujet de la politique gouvernementale en matière d'électricité, les art. 68 et 69 prévoient ce qui suit :

Electricity policy of the government

Politique gouvernementale en matière d'énergie électrique

68 It is declared to be the policy of the Government of New Brunswick

68 La politique du gouvernement du Nouveau-Brunswick vise à ce que :

(a) that **the rates charged** by the Corporation **for sales of electricity within the Province**

a) **les tarifs** que demande la Société **pour les ventes d'électricité dans la province :**

(i) should be **established on the basis of annually forecasted costs** for the supply, transmission and distribution of the electricity, and

(i) soient **fixés en fonction des coûts annuels prévus** pour l'approvisionnement, le transport et la distribution d'électricité,

(ii) should provide sufficient revenue to the Corporation to permit it to earn a just and reasonable return, in the context of the Corporation's objective to earn sufficient income to achieve a capital structure of at least 20% equity,

(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;

(b) that all the Corporation's sources and facilities for the supply, transmission and distribution of electricity within the Province should be managed and operated in a manner that is consistent with reliable, safe and economically sustainable service and that will

b) 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) result in the most efficient supply, transmission and distribution of electricity, | (i) l'approvisionnement en électricité, son transport et sa distribution soient les plus efficaces, |
| (ii) result in consumers in the Province having equitable access to a secure supply of electricity, and | (ii) les consommateurs de la province jouissent d'un accès équitable à un approvisionnement sûr en électricité, |
| (iii) result in the lowest cost of service to consumers in the Province, and | (iii) les consommateurs de la province reçoivent des services au coût le moins élevé; |
| (c) that, consistent with the policy objectives set out in paragraphs (a) and (b) and to the extent practicable, rates charged by the Corporation for sales of electricity within the Province shall be maintained as low as possible and changes in rates shall be stable and predictable from year to year. | c) 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. |

Directives by the Executive Council

69 The Executive Council may at any time **issue directives in writing to the Corporation that must be taken into consideration by the board of directors** of the Corporation.

[Emphasis added]

Directives du Conseil exécutif

69 Le Conseil exécutif peut à tout moment **donner des directives écrites à la Société, lesquelles sont prises en considération par son conseil d'administration.**

[Gras ajouté.]

[35]

En plus des facteurs énumérés au par. 103(7) de la *Loi*, la Commission peut tenir compte des facteurs énumérés au par. 103(8) lorsqu'elle approuve ou fixe les tarifs :

103(8) In approving or fixing just and reasonable rates, the Board **may take into consideration**

- (a) accounting and financial policies of the Corporation,

103(8) Lorsqu'elle approuve ou fixe des tarifs justes et raisonnables, la Commission **peut tenir compte :**

- a) des politiques comptables et financières de la Société;

(b) matters of cost allocation and rate design,	b) des questions liées à la répartition des coûts et à la conception des tarifs;
(c) customer service related charges,	c) des frais liés au service à la clientèle;
(d) the Corporation's demand-side management and energy efficiency plans, and	d) des plans de gestion de la demande et des plans d'efficacité énergétique de la Société;
(e) any other factors that the Board considers relevant.	e) de tout autre facteur qu'elle juge pertinent.
[Emphasis added]	[Gras ajouté.]

[36] On peut bien comprendre que l'art. 103 ne s'applique pas du tout à l'établissement d'avenants tarifaires; ceux-ci découlent du fonctionnement des comptes d'écart, en vertu de l'art. 117.4 et du *Règlement sur les comptes d'écart réglementaires et le compte de report réglementaire – Loi sur l'électricité*, Règl. du N.-B. 2022-17, déposé le 24 mars 2022 :

103(9) This section does not apply to rate riders established under the regulations.	103(9) Le présent article ne s'applique pas aux avenants tarifaires établis en vertu des règlements.
---	---

[37] En dernier lieu, bien qu'Énergie NB insiste sur l'obligation indépendante imposée par la *Loi* à la Commission d'approuver ou de fixer des « tarifs justes et raisonnables », il faut aussi remarquer que la *Loi* prévoit que « [l]e fardeau de la preuve incombe au demandeur » (art. 128).

B. *La lettre mandat et une nouvelle preuve concernant l'échéance de 2027 pour atteindre l'objectif de 20 % en capitaux propres*

[38] Comme je l'ai indiqué, Énergie NB soutient que la lettre mandat, qui a fixé la date cible de 2027 pour l'objectif de 20 % en capitaux propres, est une directive visée par l'art. 69. À mon avis, l'importance perçue de cette assertion est hors de propos; toutefois, elle a donné lieu à une demande à la Cour de recevoir une nouvelle preuve à

l'appui de la position des intimés voulant que la lettre mandat ne soit pas une directive visée par l'art. 69.

[39] La lettre mandat du ministre des Ressources naturelles et du Développement de l'énergie la plus récente au dossier est datée du 14 février 2022. Adressée au président du conseil d'administration, elle explique que la lettre [TRADUCTION] « fournit un aperçu actualisé de vos responsabilités pour l'année à venir, et je me réjouis de tout ce que nous pourrons accomplir ensemble grâce à notre vision et à nos objectifs communs ». La lettre déclare :

[TRADUCTION]

En tant qu'organisme de la Couronne, en vertu de la *Loi sur la reddition de comptes et l'amélioration continue*, je m'attends à ce que vous et votre conseil appliquiez des principes de gouvernance solides en vous basant sur une stratégie efficace qui vous permettra de vous acquitter de votre mandat.

[40] Plus précisément, la lettre prévoit que, [TRADUCTION] « [g]râce à votre leadership en qualité de président, j'attends de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick qu'elle atteigne les résultats escomptés dans les secteurs prioritaires décrits ci-dessous », dont les suivants :

[TRADUCTION]

Atteindre une structure du capital d'au moins 20 % en capitaux propres d'ici 2027 au moyen de réductions de coûts et d'autres mécanismes appropriés qui permettront de maintenir des taux bas et stables pour les gens du Nouveau-Brunswick. [Soulignement ajouté.]

[41] Peu de temps avant l'audience devant notre Cour, J.D. Irving, Limited a demandé à la Cour, par voie de motion, d'accepter un document intitulé [TRADUCTION] « Directives du Conseil exécutif données en vertu de l'article 69 de la *Loi sur l'électricité* », daté du 25 septembre 2023 (la directive).

[42] Par lettre datée du 28 septembre 2023, Énergie NB avait envoyé la directive à la Commission pour expliquer qu'elle aurait besoin de plus de temps pour déposer sa demande générale de tarifs pour 2023-2024. Énergie NB a expliqué que la directive entraînait des répercussions sur la demande, qui était censée être présentée quelques jours plus tard, le 4 octobre 2023. La directive prévoit que [TRADUCTION] « [l]e Conseil exécutif prescrit à la Société de faire des plans pour atteindre l'objectif de capitaux propres d'ici le 31 mars 2029, en utilisant à la fois une optimisation des coûts et d'autres mécanismes appropriés qui, en harmonie avec l'atteinte de l'objectif de capitaux propres, maintiendront des tarifs aussi bas que possible ».

[43] La directive et la lettre d'Énergie NB à la Commission sont présentées comme nouvelle preuve dans notre révision de la décision de la Commission ou, subsidiairement, comme représentant [TRADUCTION] « une évolution législative ultérieure pouvant aider la Cour à interpréter le cadre législatif et réglementaire pertinent ».

[44] À mon avis, la directive, qui est en réalité ce qu'on demande à nous présenter, ne satisfait à aucun des principes qui justifieraient une exception à la règle générale contre l'admission d'une nouvelle preuve en révision judiciaire. En général, une décision est révisée seulement à partir du dossier dont disposait le décideur (voir, par exemple, *Ville de Grand Bay-Westfield c. Le Syndicat canadien de la Fonction publique, section locale 2404*, 2006 NBCA 115, 308 R.N.-B (2^e) 205, par. 4; *Tessier c. New Brunswick* (1988), 91 R.N.-B. (2^e) 361, [1988] A.N.-B. n^o 441 (QL) (C.A.), et *Association des universités et collèges du Canada c. Canadian Copyright Licensing Agency (Access Copyright)*, 2012 CAF 22, [2012] A.C.F. n^o 93 (QL)). De plus, la directive n'est pas une [TRADUCTION] « évolution » législative au sens où elle serait une modification, notamment, qui pourrait avoir une incidence sur notre révision, et elle n'est pas non plus un instrument qui aiderait à interpréter l'art. 69 ou à déterminer si la lettre mandat constituait une directive donnée en vertu de l'art. 69, comme le soutient Énergie NB. En conséquence, je n'examinerai pas davantage la directive ou la lettre.

[45] De plus, malgré mon opinion voulant qu'il ne soit pas évident que la lettre mandat, envoyée en application de l'art. 3 de la *Loi sur la reddition de comptes et l'amélioration continue*, L.N.-B. 2013, ch. 27, pour traiter d'un certain nombre d'objectifs, soit une « directive » donnée par le Conseil exécutif en vertu de l'art. 69, il n'est pas nécessaire de statuer sur les positions contradictoires des parties à ce sujet. Bien qu'Énergie NB soutienne que la Commission a omis de tenir compte de l'objectif de 20 % en capitaux propres (prévu à l'art. 68) et de l'échéance de 2027 (dans la lettre mandat, [TRADUCTION] « qui est une directive [...] au titre de l'art. 69 »), l'objectif ou le plan d'Énergie NB en vue d'atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027 n'a pas fait l'objet de contestation devant la Commission. En outre, à la lecture de la décision de la Commission, rien n'indique non plus que la Commission a omis de tenir compte de l'échéance de 2027 pour l'objectif des capitaux propres, et encore moins que la Commission ait considéré l'échéance de 2027 comme étant moins importante que si elle découlait d'une directive donnée en vertu de l'art. 69. L'origine de l'échéance n'a absolument aucune incidence sur les questions à trancher dans la révision de la décision de la Commission.

C. *Les décisions antérieures de la Commission*

[46] Je vais traiter des décisions antérieures de la Commission qui, selon Énergie NB, fournissent un contexte à ses observations, ainsi que celles qui apportent, à mon avis, d'importants éléments de contexte pour les questions qui nous occupent.

[47] Toutes les décisions ont été rendues à la suite des modifications apportées à la *Loi* en 2013, modifications qui prescrivent à Énergie NB de demander à la Commission d'approuver les tarifs qu'elle prévoit de demander pour chaque exercice financier, à compter de l'exercice financier 2015-2016. Les modifications ont également changé la signification de « besoins en revenus » de manière à inclure un « rendement raisonnable » plutôt qu'un « rendement en capitaux propres acceptable », qui faisait partie de la définition avant les modifications. Bien qu'une demande soit faite pour

chaque année, la fréquence des demandes établit une continuité des questions qui s'étend d'une demande et d'une décision de la Commission à la suivante.

[48] Dans sa première demande à la Commission présentée sous le régime de la *Loi* modifiée, pour l'année 2015-2016 (instance 272), Énergie NB a budgété des besoins en revenus de 1,74 milliard de dollars (arrondis), qui incluaient un « bénéfice net » de 90,6 millions de dollars (5,2 % des besoins en revenus budgétés). La Commission a indiqué que, en l'absence de tout autre ajustement, ces bénéfices nécessiteraient une augmentation de tarifs de 2 %. En décidant si 90,6 millions de dollars constituaient un « rendement raisonnable », la Commission a déclaré ce qui suit :

L'utilisation du terme *rendement* au lieu de celui de *rendement en capitaux propres* dans la définition en vigueur des « besoins en revenus » indique que la délibération de la Commission concernant le rendement jugé acceptable ne peut pas reposer uniquement sur la position en capitaux propres d'Énergie NB. Les délibérations de la Commission sur la question de savoir si les besoins en revenus proposés sont raisonnables comprennent un éventail de facteurs, notamment ceux énumérés aux paragraphes 103(7) et 103(8) de la *Loi*. En d'autres termes, il s'agit d'une loi habilitante qui offre une plus grande souplesse. [par. 115]

[49] Aucune partie n'a contesté l'objectif d'atteindre un ratio capitaux propres/actifs de 20 %, ce qui ne devrait pas être surprenant puisqu'il reflète la politique du gouvernement prévue à l'art. 68. Malgré la divergence de vues sur la manière dont le ratio devrait être atteint à long terme et sur ses incidences sur les besoins en revenus de l'exercice de référence (2015-2016), la Commission a accepté que 90,6 millions constituaient un « rendement juste et raisonnable » eu égard au plan d'Énergie NB. Elle a conclu que ce montant « permet à Énergie NB de continuer à réduire son endettement et à établir une réserve de fonds propres en vue de se préparer aux augmentations anticipées de dépenses en immobilisations dans plusieurs années » (par. 125).

[50] De plus, ce qui est particulièrement intéressant dans le contexte de la présente affaire, la Commission a ordonné à Énergie NB de déposer tous les résultats des simulations du système PROMOD, concernant ses dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité, à mesure qu'ils étaient achevés :

Étant donné que les dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité représentent 40 % des besoins en revenus, la Commission juge prudent de surveiller en permanence les fluctuations de ces coûts. La Commission ordonne à Énergie NB de déposer l'ensemble des rapports concernant les résultats des simulations du système PROMOD accompagnés des hypothèses pertinentes au fur et à mesure qu'ils seront achevés. [par. 31]

[51] La demande pour 2016-2017 (instance 307) déclarait des besoins en revenus budgétés de 1,839 milliard de dollars, y compris un revenu net de 92,4 millions de dollars (5,02 % des besoins en revenus budgétés). La Commission a fait des remarques sur l'engagement d'Énergie NB à réduire la dette afin d'atteindre un ratio capitaux propres/actifs de 20 %. Elle a signalé que cet objectif faisait partie du plan décennal de la société, ce qui n'était contesté par aucune partie. Reflétant la nécessité de concilier cet objectif avec d'autres facteurs, la Commission a déclaré :

En même temps, dans le contexte législatif, les tarifs doivent être maintenus aussi bas et stables que possible. L'équilibre approprié entre la constitution de fonds propres, la réduction de la dette et le maintien de tarifs bas et stables est déterminé chaque année en fonction des renseignements de l'exercice de référence. Comme le prévoit l'article 103 de la Loi, Énergie NB est tenue de présenter chaque année à la Commission une demande concernant l'approbation des tarifs. Cet examen annuel permet à la Commission de fixer des tarifs en fonction de renseignements financiers à jour et dans le contexte de buts et d'objectifs à plus long terme.

Pour l'exercice 2016-2017, la Commission approuve le montant de 92,4 millions de dollars de revenus nets et est convaincue que ce dernier permettra à Énergie NB de poursuivre ses efforts en vue d'atteindre son objectif de 20 % de fonds propres. [Soulignement ajouté; par. 80 et 81]

[52] La demande pour 2017-2018 (instance 336) déclarait des besoins en revenus budgétés de 1,726 milliard de dollars, y compris un bénéfice net de 90,6 millions de dollars (5,25 %). Encore une fois, le plan visant à atteindre le ratio capitaux propres/actifs minimal de 20 % dans un délai raisonnable n'a pas été contesté. La Commission a approuvé à l'unanimité le bénéfice net (dans des motifs publiés en juin 2017); toutefois, dans ses motifs concordants, un membre a exprimé son acquiescement aux conclusions de deux experts concernant l'objectif de 20 % en capitaux propres. Tout en signalant que la politique du gouvernement (énoncée à l'art. 68) n'indique pas d'échéancier pour l'atteinte de l'objectif, le membre a convenu que les tarifs devraient être suffisants pour réaliser des progrès annuels en vue de parvenir à 20 % en capitaux propres le plus rapidement possible.

[53] La demande pour 2018-2019 (instance 375) déclarait des besoins en revenus budgétés de 1,706 milliard de dollars, y compris un bénéfice net de 62,3 millions de dollars (3,65 %). La Commission, d'une façon un peu semblable à la position d'Énergie NB devant notre Cour, s'est demandé si le revenu net budgété d'Énergie NB devrait être augmenté pour compenser sa décision de refuser 8,7 millions de dollars sur les besoins en revenus budgétés d'Énergie NB. Dans ses motifs de décision, la Commission a indiqué brièvement qu'il y avait eu des discussions concernant la façon de procéder en conséquence de ce refus, une méthode étant d'augmenter les gains nets d'Énergie NB à raison du montant refusé au lieu de diminuer l'augmentation des tarifs demandée. La Commission a conclu qu'il « est préférable de demeurer en accord avec l'approche réglementaire standard de la Commission, qui consiste à refuser certaines déductions en vue de diminuer l'augmentation moyenne des tarifs demandée » (par. 218).

[54] La demande pour 2019-2020 (instance 430) déclarait des besoins en revenus budgétés de 1,742 milliard de dollars, y compris des gains nets de 33,8 millions de dollars (1,94 % des besoins en revenus budgétés). Peu avant l'audience de mai 2019, Énergie NB a modifié ses besoins en revenus, qui incluaient une augmentation de

1,9 million de dollars au titre de ses gains nets. Les gains nets modifiés n'ont pas été contestés, et la Commission les a retenus.

[55] La demande pour 2020-2021, déposée en octobre 2019 (instance 458), déclarait des besoins en revenus budgétés de 1,814 milliard de dollars, avec un bénéfice net de 40,9 millions de dollars (2,25 %). Dans cette décision, la Commission a expliqué les raisons pour lesquelles elle utiliserait les prévisions mises à jour pour ajuster les besoins en revenus d'Énergie NB. Cette façon de traiter les mises à jour a constitué le point de départ de l'examen de la même question par la Commission dans le cas présent. La Commission a déclaré ce qui suit dans sa décision datée du 2 octobre 2020 :

Tout au long de l'audience, plusieurs parties ont commenté la recommandation de M. Madsen selon laquelle Énergie NB devrait fournir une prévision mise à jour de ses coûts au moment de l'audience. Selon lui, les prévisions varient de façon importante d'une année à l'autre, ce qui a une incidence sur la capacité de la Commission à approuver les tarifs qui aideront Énergie NB à atteindre son objectif en matière de capitaux propres.

Énergie NB a soulevé des préoccupations quant à la mise à jour des prévisions, soutenant qu'elle n'atténuera probablement pas les risques inhérents des activités d'Énergie NB au cours de l'exercice. Énergie NB est d'avis que la Commission devrait appuyer sa décision sur le caractère raisonnable du budget de l'exercice de référence au moment où la demande est déposée, sous réserve uniquement de circonstances importantes ou exceptionnelles.

La Commission est d'accord avec Énergie NB sur cette question. La demande, une fois déposée, est un aperçu des revenus et des coûts à un moment donné. C'est un ensemble représentatif de chiffres qui peut être évalué, à la lumière des hypothèses mises de l'avant. La mise à jour d'un seul coût ou de la totalité des coûts après le dépôt pourrait se traduire par un processus d'audience plus long ou éventuellement poser un risque asymétrique pour Énergie NB.

Énergie NB a toutefois l'obligation d'aviser la Commission s'il y a un changement important ou exceptionnel à son dossier de preuve ou si un événement extérieur qui est survenu aura une incidence sur son dépôt. La Commission gèrera ces mises à jour au cas par cas. Dans tous les cas, si des corrections doivent être apportées à la preuve, elles devraient l'être le plus rapidement possible. [Soulignement ajouté; par. 90 à 93]

[56] La décision de la Commission touche deux autres questions dont nous sommes également saisis, et les deux sont discutées dans l'opinion dissidente d'un membre de la Commission. D'abord, la Commission a entendu une preuve concernant l'objectif d'atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027, une échéance provenant d'une lettre mandat reçue par Énergie NB. Au sujet de cette échéance nouvellement précisée pour l'atteinte du ratio de capitaux propres visé, le membre dissident de la Commission a conclu qu'« [i]l faut accroître le sentiment d'urgence au sein d'Énergie NB en vue d'améliorer son ratio de capitaux propres » (par. 3). Le dossier n'est pas entièrement clair sur le moment où la lettre mandat initiale a été reçue; toutefois, la demande pour 2020-2021 aurait été déposée en 2019.

[57] Ensuite, la Commission a de nouveau entendu des observations sur la question de savoir si le refus d'une dépense devrait être considéré comme faisant place et aboutissant à une augmentation du bénéfice net d'Énergie NB. Sous la rubrique « Traitement des dépenses refusées sur les tarifs », le membre dissident de la Commission a résumé les opinions exprimées par l'intervenant public et l'avocat représentant les entreprises municipales de distribution d'électricité, qui étaient d'accord pour dire que [TRADUCTION] « la Commission a le pouvoir de décider si le rejet ou le refus d'une dépense donnée peut être conservé dans les besoins en revenus globaux par rapport aux gains nets d'une année en particulier » (par. 21). Essentiellement, ils ont convenu que la Commission pouvait maintenir les besoins en revenus en augmentant le revenu net dans des cas où il était justifié de le faire pour promouvoir l'objectif de 20 % en capitaux propres. En outre, les motifs exposent entièrement le consentement d'Énergie NB à cette pratique, et notamment le fait qu'elle s'appuie sur l'opinion d'un témoin expert. En somme, l'augmentation du revenu net d'Énergie NB afin de promouvoir son

objectif en matière de capitaux propres, au lieu de réduire les tarifs proposés, n'est pas une question nouvelle devant la Commission.

D. *Il n'était pas déraisonnable que la Commission décide 1) que la mise à jour a révélé des changements importants touchant les besoins en revenus prévus pour l'exercice de référence, et 2) que les comptes d'écart sont un facteur qui milite en faveur d'une exigence de présentation de prévisions mises à jour lors des demandes de tarifs futures*

[58] Il est bien établi en droit que les motifs de décision doivent être interprétés dans leur ensemble, compte tenu des plaidoiries, du dossier et des observations des parties; toutefois, la structure des motifs de la Commission sur ces deux questions montre avec beaucoup d'évidence que l'analyse et les motifs se chevauchent et doivent être interprétés ensemble. Je souligne ce fait parce que les comptes d'écart sont un facteur dans les deux décisions, même s'ils sont discutés de façon approfondie en relation avec la décision d'exiger le dépôt de prévisions actualisées lors des audiences futures.

[59] Sous la rubrique « Prise en compte par la Commission des changements importants touchant les prévisions », la Commission explique, en premier lieu, les raisons pour lesquelles elle tient compte des prévisions actualisées relativement aux besoins en revenus pour l'exercice de référence, et en deuxième lieu, les raisons pour lesquelles elle ordonne « à Énergie NB de déposer ses prévisions PROMOD du troisième trimestre [31 décembre] au plus tard le 21 janvier de chaque année à titre d'exigence de dépôt minimale pour les demandes générales de tarifs futures » (par. 57). En définissant ces questions, la Commission a déclaré :

La Commission doit décider si elle s'écarte de son approche générale consistant à évaluer les besoins en revenus au moment du dépôt de la demande pour tenir compte des changements subséquents dans les prévisions sous-jacentes aux besoins en revenus proposés. Cette question doit être réglée en premier, car elle pourrait avoir une grande incidence sur les besoins en revenus. La Commission doit déterminer :

- a. si les changements importants dans les prévisions de l'exercice de référence concernant les coûts du carburant et de l'énergie achetée ainsi que les ventes à l'exportation, qui découlent des changements sans précédent touchant les facteurs économiques sous-jacents et les occasions d'exportation jusque là inconnues, constituent des circonstances importantes ou exceptionnelles qui justifient leur considération par la Commission;
- b. si, dans le contexte des nouveaux comptes d'écart réglementaires, les changements pouvant survenir entre le moment où Énergie NB prépare ses prévisions et les dernières étapes de l'audience sur les tarifs sont assez importants pour justifier que la Commission ordonne à Énergie NB de mettre à jour ses prévisions relatives aux coûts de l'approvisionnement énergétique et aux ventes d'électricité dans les procédures futures. [Souligné ajouté; par. 17]

(1) Changements touchant les besoins en revenus prévus pour l'exercice de référence

[60] Concernant sa conclusion selon laquelle les prévisions de la mise à jour (fondées sur les résultats PROMOD de janvier 2023) constituaient un changement important par rapport à celles déposées avec la demande, la Commission a donné cette explication :

La Commission a déjà fait face à cette question dans le passé, plus récemment dans l'instance 458, et a décidé de ne pas exiger que les prévisions soient mises à jour tard dans le processus d'audience, sauf lorsqu'il y a des circonstances importantes ou exceptionnelles. Exiger des prévisions actualisées pourrait être irréaliste et possiblement injuste pour l'entreprise de service public, notamment en raison de la complexité et de l'interdépendance des calculs, mais aussi du temps et des efforts requis pour procéder à une vérification exhaustive de la preuve. Dans l'instance 458, la Commission a déterminé que les circonstances seraient évaluées au cas par cas pour éviter d'entraîner des retards dans le cadre des

audiences et d'autres préjudices potentiels. La Commission a également déterminé qu'Énergie NB doit l'aviser si un changement important ou exceptionnel ou un événement externe a des répercussions sur sa preuve déposée.

Maître Furey a fait valoir que la Commission devrait évaluer le caractère raisonnable des besoins en revenus proposés au moment du dépôt de la demande. Il établit une distinction entre ces circonstances et celles de l'instance 375, où la Commission a accédé à la demande d'Énergie NB au cours de l'audience visant à introduire une nouvelle preuve qui avait une répercussion importante, connue et certaine sur les besoins en revenus. Selon Maître Furey, les changements corrélatifs aux besoins en revenus ne sont pas assez importants dans ce cas pour justifier un écart par rapport à l'approche générale de la Commission.

La Commission n'accepte pas cet argument. La mise à jour PROMOD de 2023 a une répercussion importante sur les besoins en revenus, en raison de l'ampleur des différences dans les prévisions de l'exercice de référence concernant les recettes dans la province, les ventes à l'extérieur de la province et la marge brute, ainsi que les coûts du carburant et de l'énergie achetée.

Les dépenses liées au carburant et à l'achat d'électricité représentent 47 % des besoins en revenus d'Énergie NB. En outre, selon Énergie NB, les difficultés sans précédent découlant des hausses inédites des coûts du carburant et de l'énergie achetée et de la volatilité, de même que des hausses importantes des prix de la marchandise, sont responsables de l'augmentation des tarifs demandée. Cette explication est conforme au témoignage de M^{me} Clark qui a mentionné que l'augmentation des coûts du carburant et de l'énergie achetée requis pour approvisionner les clients au Nouveau-Brunswick dicte le besoin d'augmenter les tarifs de près de 7 %.

[...]

La Commission considère que la mise à jour PROMOD de 2023 confirme les besoins en revenus, car, en plus d'être plus récents, les changements apportés aux prévisions touchent principalement les ventes à l'exportation connues et certaines, et les répercussions de ces ventes sur les coûts du carburant et de l'énergie achetée. Par conséquent, la

Commission estime que la mise à jour PROMOD de 2023 réduit probablement de façon importante les erreurs de prévision pour l'exercice de référence, en dépit de toute volatilité continue du marché. [Soulignement ajouté; par. 30 à 33 et 36]

[61] La décision de tenir compte des prévisions plus récentes de la mise à jour, sur le fondement de la conclusion qu'elles présentent un changement important touchant les besoins en revenus déclarés dans la demande, est inattaquable selon la norme de la décision raisonnable, et toute assertion voulant que les changements prévus ne soient pas suffisamment importants pour justifier une dérogation à la pratique générale de la Commission doit être rejetée.

[62] De plus, je n'admets pas que la Commission ait eu tort d'aborder l'évaluation de l'importance en s'intéressant uniquement aux changements touchant les besoins en revenus pour l'exercice de référence. Ceux-ci constituent le fondement de l'approbation ou de la fixation des tarifs pour cette période. Je ne retiens pas non plus l'argument connexe selon lequel il est évident que la perte prévue en 2022-2023 dépassait à tel point la réduction de 48 600 000 \$ (fondée sur les prévisions actualisées) au titre des besoins en revenus d'Énergie NB que le changement global de la situation d'Énergie NB dans l'exercice de référence était défavorable et que cela justifiait que l'on fasse fi des réductions prévues touchant les besoins en revenus pour l'exercice de référence. Les deux assertions négligent le fait que les changements prévus touchant les besoins en revenus se répercutent directement sur les tarifs de l'exercice de référence, alors que la perte relative à l'année précédente et tout écart étaient assujettis à l'influence des comptes d'écart.

[63] Je retiens le point de vue d'Énergie NB selon lequel la perte de 2022-2023 entraîne des conséquences sur l'exercice de référence. De fait, comme l'a expliqué la Commission, les résultats inattendus de 2022-2023 ont entraîné une dette additionnelle, qui a été un facteur des prévisions mises à jour d'Énergie NB qui annonçaient une augmentation de 30 000 000 \$ au titre de ses frais financiers pour l'exercice de référence. De plus, la réduction de son ratio capitaux propres/actifs, qui est passé de 10 % à 7 % (entre septembre et décembre 2022) affaiblira peut-être, sinon probablement, la capacité

de réaliser son plan pluriannuel visant à atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027, en dépit des sommes recouvertes ultérieurement par effet des comptes d'écart et des avenants tarifaires. Toutefois, cela est très différent d'un recours à la perte prévue pour ne pas tenir compte de changements importants distincts dans les prévisions pour l'exercice de référence. Les observations d'Énergie NB sur l'effet de la perte inattendue de 2022-2023 sur ses plans visant à atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027 seront examinées plus loin.

- (2) Les comptes d'écart sont un facteur qui joue en faveur de l'exigence de prévisions actualisées pour les demandes de tarifs futures

[64] Énergie NB soutient que la Commission a mal apprécié les répercussions des comptes d'écart en décidant si Énergie NB devait fournir à la Commission des prévisions actualisées dans ses demandes de tarifs futures, ce qui rend la décision déraisonnable.

[65] *Le Règlement sur les comptes d'écart réglementaires et le compte de report réglementaire – Loi sur l'électricité* prescrit que les écarts entre les coûts prévus et réels de l'approvisionnement énergétique et les ventes d'électricité d'Énergie NB, comme l'a expliqué la Commission, « fassent l'objet d'un suivi et qu'ils soient remboursés [aux clients ou] par les clients au moyen d'un mécanisme relatif aux avenants tarifaires ». Le fonctionnement de ces comptes, et ce que la Commission a considéré être un historique d'écarts négatifs découlant de la sous-estimation des besoins en revenus, figurent au premier plan des motifs de la Commission d'exiger qu'Énergie NB fournisse des prévisions mises à jour lors des audiences futures sur les tarifs, malgré les difficultés que cela pourrait causer. La Commission a donné les explications suivantes :

5.4 La Commission exigera qu'Énergie NB dépose des prévisions actualisées dans les procédures futures

Énergie NB est vulnérable aux écarts importants entre les coûts de l'approvisionnement énergétique et les ventes d'électricité réels et prévus, car les prévisions sont

préparées bien avant qu'elle subisse les coûts ou qu'elle fasse les ventes.

Les modifications apportées à la Loi en 2021 exigent que ces écarts fassent l'objet d'un suivi et qu'ils soient remboursés par les clients au moyen d'un mécanisme relatif aux avenants tarifaires. Puisque les résultats réels sont comparés aux besoins en revenus approuvés d'Énergie NB, la surestimation ou la sous-estimation des besoins en revenus ont des conséquences directes sur le solde des comptes d'écart et les avenants tarifaires.

5.4.1 Les erreurs de prévision ont une incidence sur le solde des comptes d'écart réglementaires

La Commission a entendu la preuve d'experts indiquant que les erreurs de prévision avaient été la cause fondamentale de l'incapacité d'Énergie NB à atteindre ses cibles de bénéfice net, puisqu'elles avaient entraîné une sous-estimation des besoins en revenus.

M. Knecht a déclaré que les écarts défavorables des revenus d'Énergie NB étaient causés par les prévisions indûment optimistes de la dernière décennie, comparativement aux coûts réels des activités de production et du carburant. Il a également déclaré que cet optimiste prévisionnel pourrait entraîner la croissance du solde net des comptes d'écart. M. Knecht et M. Madsen ont constaté que l'entreprise de service public a tendance à sous-estimer la marge brute des exportations par rapport aux résultats historiques.

La Commission estime que, par le passé, les erreurs de prévision ont entraîné une sous-estimation des besoins en revenus approuvés et que les comptes d'écart réglementaires sont moins susceptibles de s'équilibrer au fil du temps si des erreurs de prévision semblables continuent d'être commises.

5.4.2 Les erreurs de prévision sont un facteur pertinent à prendre en considération

Utilities Municipal et l'intervenant public par intérim ont soutenu que la réduction au minimum du solde net des comptes d'écart est un objectif réglementaire utile. Maître Stoll a fait valoir que la nécessité d'avoir la prévision la plus exacte possible revêt une importance

accrue à la lumière des comptes d'écart réglementaires. Maître Williams a fait référence au témoignage de M. Knecht qui confirme que le bénéfice réglementaire de la mise à jour de ces revenus et de ces coûts est de réduire au minimum la taille de ces comptes.

La Commission considère que les comptes d'écart réglementaires ont une incidence sur le ratio emprunts/capitaux propres. La réduction des erreurs de prévision dans les besoins en revenus approuvés afin de réduire au minimum le solde net des comptes d'écart est un facteur pertinent à considérer par la Commission en vertu de l'alinéa 103(8)e) de la Loi.

5.4.3 La mise à jour de la preuve concernant les prévisions réduira les erreurs de prévision

La Commission est préoccupée par le fait que l'obligation imposée à Énergie NB dans l'instance 458 ne suffise pas à réduire l'ampleur des erreurs de prévision, surtout pour les composantes qui sont liées aux comptes d'écart réglementaires. Comme il est mentionné à la section 9 de la présente décision, l'importante dette d'Énergie NB et la possibilité que le solde net des comptes d'écart réglementaires monte en flèche en 2024-2025 suggèrent que cette préoccupation est légitime. [Soulignement ajouté; par. 47 à 54]

[66] C'est pour ces motifs que la Commission a ordonné à Énergie NB de déposer ses prévisions PROMOD du troisième trimestre au plus tard le 21 janvier de chaque année, à titre d'exigence de dépôt minimale, en plus de « son obligation continue d'informer la Commission de tout changement important ou exceptionnel à son dossier de preuve ou de tout événement extérieur qui est survenu et qui aura une incidence sur son dépôt » (instance 458; par. 58).

[67] Bien qu'Énergie NB soutienne que les comptes d'écart ne sont pas un événement extérieur, il n'y a rien dans le dossier ou dans les motifs de la Commission qui fonderait à conclure que la décision de fournir des prévisions actualisées lors d'audiences futures est déraisonnable. Essentiellement, Énergie NB insiste de nouveau sur les arguments présentés devant la Commission et, en fait, elle conteste la façon dont la

Commission a soupesé les facteurs et les observations contradictoires, dont aucun ne constitue un fondement permettant de conclure que la décision de la Commission est déraisonnable. En réalité, le raisonnement de la Commission est clair et présente une chaîne rationnelle d'analyse.

[68] Pour les mêmes raisons, il n'y a aucun fondement à l'assertion voulant que la compréhension par la Commission des comptes d'écart ou sa façon de les aborder a contribué à rendre déraisonnable sa décision de tenir compte des prévisions de la mise à jour concernant l'exercice de référence.

E. *L'assertion d'Énergie NB selon laquelle la Commission a omis de tenir compte de l'importance de la perte prévue en 2022-2023 sur le plan d'Énergie NB pendant l'exercice de référence pour atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027*

[69] Après avoir rejeté l'assertion selon laquelle il était déraisonnable de réduire les besoins en revenus pour l'exercice de référence sur le fondement des prévisions de la mise à jour, ce qui nous reste est l'assertion voulant que la Commission ait omis d'examiner si, étant donné l'importance de l'écart et de la perte prévus en 2022-2023, la somme de 16 300 000 \$ était un rendement raisonnable dans le contexte de l'objectif d'atteindre au moins 20 % en capitaux propres d'ici 2027.

[70] Il est important de définir la portée de l'assertion générale voulant que la Commission n'ait pas tenu compte comme il se doit des dispositions de la *Loi* sur la fixation des tarifs et, en particulier, du fait que les tarifs demandés devraient produire des revenus suffisants pour permettre à Énergie NB d'obtenir un rendement raisonnable, dans le contexte de son objectif d'atteindre 20 % en capitaux propres (énoncé à l'art. 68) d'ici 2027 (comme il est affirmé dans une lettre mandat qui, affirme-t-elle, est une directive donnée en vertu de l'art. 69). Énergie NB n'affirme pas l'existence d'une erreur isolable dans l'interprétation donnée à ces dispositions par la Commission. Cela n'est pas surprenant, car mon examen du dossier n'a révélé aucun fondement d'une telle erreur. De plus, bien qu'il y ait eu un accrochage lors du débat devant nous au sujet de l'importance

de l'objectif de 20 % en capitaux propres comme facteur prescrit par la *Loi* à considérer dans la fixation des tarifs, ce ne fut pas le cas devant la Commission, et, puisque la question d'un rendement raisonnable en vue d'atteindre cet objectif n'a pas été débattue devant la Commission, celle-ci n'a pas abordé la question dans ses motifs.

[71] L'insistance d'Énergie NB porte sur ce qu'elle considère comme une mauvaise appréciation, de la part de la Commission, de l'importance de l'écart et de la perte prévus en 2022-2023, ou son défaut de tenir compte de ses répercussions sur l'importance essentielle du revenu net d'un exercice de référence (son « rendement raisonnable ») pour la réalisation de son objectif pluriannuel d'atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027.

[72] D'abord et avant tout, au sujet des conséquences de l'écart et de la perte prévus en 2022-2023, il y a l'application obligatoire des comptes d'écart, qui, comme les intimés le soulignent, permettrait à Énergie NB de recouvrer entièrement avec le temps tout écart, avec intérêts, au moyen d'avenants tarifaires. Comme je l'ai indiqué ci-dessus, c'est un fait que la Commission a clairement reconnu.

[73] Même s'il est reconnu que tout écart négatif serait soit réduit par des écarts positifs futurs soit recouvert au moyen d'avenants tarifaires, il peut quand même y avoir des changements négatifs à la situation d'Énergie NB, ou des conséquences négatives sur celle-ci, pour l'exercice de référence. Par exemple, comme je l'ai mentionné précédemment, la Commission a remarqué que l'année 2022-2023 a causé une augmentation inattendue de la dette qui a entraîné des frais financiers plus élevés dans l'exercice de référence et, par suite de la réduction de son ratio capitaux propres/actifs, qui est passé de 10 % à 7 % (entre septembre et décembre 2022), l'exercice de référence commencerait avec un ratio capitaux propres/actifs inférieur à ce qui avait été supposé quand un revenu net de 16 300 000 \$ a été proposé comme étant raisonnable en vue de l'atteinte de son objectif pluriannuel de 20 % en capitaux propres d'ici 2027.

[74] Au bout du compte, la mesure dans laquelle la perte de 2022-2023 a compromis l'objectif de 20 % en capitaux propres d'Énergie NB est une question de fait, qui nécessite une preuve, et, en révision judiciaire, ce qu'Énergie NB reproche à la Commission de n'avoir pas fait relativement à son revenu net doit être évalué dans le contexte du dossier dont disposait la Commission, des questions à trancher et des observations des parties.

[75] Si on laisse de côté pour le moment les questions découlant de l'écart et de la perte prévus en 2022-2023, la preuve d'Énergie NB dont disposait la Commission cherchait à établir que 16 300 000 \$ étaient un rendement raisonnable dans le contexte de son objectif d'atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027. En somme, sa position était fondée sur ses attentes élevées, pour les années à venir, d'obtenir des rendements plus élevés et de rembourser des montants de dette considérables. On peut présumer que cette preuve était nécessaire pour justifier un revenu net budgété pour l'exercice de référence qui était visiblement bas comparativement à ses demandes générales de tarifs antérieures depuis 2015. De toute façon, le rendement de 16 300 000 \$ n'a été contesté par aucun des participants à l'audience.

[76] Naturellement, dans la mesure où l'écart et la perte inattendus en 2022-2023 ont compromis le plan pluriannuel d'Énergie NB en vue d'atteindre son objectif en matière de capitaux propres, il est raisonnable de penser que le revenu net de 16 300 000 \$ peut être insuffisant pour qu'Énergie NB « 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 » d'ici 2027.

[77] Cela nous amène à la deuxième réponse des intimés aux observations d'Énergie NB concernant le défaut de la Commission d'établir le lien entre les résultats prévus pour 2022-2023 et un rendement raisonnable pour l'exercice de référence. Ils soutiennent qu'il n'était pas demandé à la Commission d'augmenter le revenu net au-delà de l'augmentation qui avait déjà eu lieu avant l'audience et qui le portait à 16 300 000 \$.

Avant l'audience, Énergie NB a réduit une dépense pour corriger une erreur, et elle a fait une augmentation correspondante de son revenu net, du même montant, le portant ainsi à 16 300 000 \$. Le résultat net a été de laisser inchangés les besoins totaux en revenus.

[78] De plus, les intimés signalent qu'aucune preuve sérieuse n'a été présentée à la Commission pour préciser ou chiffrer les répercussions sur l'objectif pluriannuel d'atteindre 20 % en capitaux propres d'ici 2027. Cette preuve, si elle existait, devait tenir compte du recouvrement résultant de l'écart de 2022-2023 au moyen des avenants tarifaires.

[79] À l'appui de son assertion voulant que cette question ait été soulevée devant la Commission, Énergie NB renvoie à son mémoire final présenté à la Commission, qui souligne que si l'écart et la perte inattendus de 2022-2023 avaient été connus, Énergie NB aurait demandé un revenu net additionnel :

[TRADUCTION]

Le premier est que la position financière d'Énergie NB s'est considérablement affaiblie pendant l'exercice financier actuel, principalement en raison des pannes à Point Lepreau et à la centrale de Bayside, ainsi que des répercussions en cours d'exercice liées aux programmes d'offre standard d'ISO-NE. Si l'information financière actuelle avait été connue d'Énergie NB au moment où elle a déposé la présente demande, elle n'aurait pas été en mesure de limiter sa demande de bénéfices nets aux 13,9 millions de dollars proposés au départ (et remplacés maintenant par 16,3 millions de dollars). Énergie NB est incapable de proposer un ajustement précis du besoin en revenus par suite de ce changement de situation, car un travail considérable devrait être effectué pour la préparation d'un plan triennal mis à jour. [Gras et soulignement ajoutés; par. 72]

[80] La question de l'augmentation du revenu net pour compenser ou annuler les réductions des autres composantes des besoins en revenus avait été expressément soulevée devant la Commission lors d'au moins deux autres demandes générales de tarifs. Bien qu'elle n'ait pas été acceptée dans ces affaires, une telle augmentation peut

être autorisée si le dossier démontre qu'un revenu net additionnel (en plus de celui qui était demandé au départ) est un rendement « juste et raisonnable » pendant un exercice de référence dans le contexte de l'objectif visant à atteindre 20 % en capitaux propres par la date cible.

[81] Toutefois, à mon avis, étant donné le dossier dont elle disposait, la Commission a répondu aux questions dont elle était saisie. En dépit du pouvoir de la Commission d'approfondir les questions qu'elle estime nécessaires pour fixer des tarifs justes et raisonnables, étant donné les observations des parties, on ne peut pas dire que la décision est déraisonnable. La Commission n'est pas tenue de donner, à l'appui de sa décision, des motifs qui expliquent chaque élément des besoins en revenus. Malgré sa position clairement unique selon la *Loi*, la composante du « rendement raisonnable » n'a pas été controversée devant la Commission, et Énergie NB a présenté une preuve pour convaincre la Commission au sujet de la poursuite de son objectif de 20 % en capitaux propres. De plus, comme les intimés le soutiennent, il n'a pas été demandé de porter le revenu net à un montant supérieur à 16 300 000 \$, et l'assertion selon laquelle Énergie NB aurait demandé un rendement plus élevé si elle avait su quelle était sa perte prévue en 2022-2023 ne peut pas, en révision judiciaire, créer une question dont la Commission n'a pas été saisie, et encore moins une question litigieuse.

[82] Enfin, comme Énergie NB l'a reconnu dans son mémoire à la Commission, il n'existait pas de preuve lui permettant de chiffrer un ajustement des besoins en revenus et du revenu net pour l'exercice de référence ou les répercussions négatives sur le plan pluriannuel visant à atteindre 20 % d'ici 2027.

[83] À mon avis, ce moyen visant à affirmer que la décision de la Commission est déraisonnable doit être rejeté.

V. Conclusion

[84] Pour ces motifs, je me suis joint à mes collègues pour rejeter la requête en révision judiciaire, avec dépens de 2 500 \$ payables à J.D. Irving, Limited et de 2 500 \$ payables aux entreprises municipales de distribution d'électricité (The Power Commission of the City of Saint John, Edmundston et Perth-Andover Electric Light Commission, collectivement). Les autres intimés ne sollicitent pas de dépens.