

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTSS N° 1 DE D. MADSEN (EXPERT) AU NOM DE L'ACIG**

**INFORMATION REQUEST N° 1  
OF D. MADSEN TO ÉNERGIR ON BEHALF OF THE INDUSTRIAL GAS USERS  
ASSOCIATION (« IGUA ») PERTAINING TO THE FILE ENTITLED  
« APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE MODIFICATION DES  
CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF D'ÉNERGIR, S.E.C.  
À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2025 »**

1. References: (i) Exhibit B-0281 – Proposed formula for cost variation, page 37, Table 2.  
(ii) Exhibit B-0281 – Proposed formula for cost variation, page 27, Table 1.  
(iii) Exhibit B-0281 – Proposed formula for cost variation, page 29, lines 20 to 21.  
(iv) Exhibit B-0281 – Proposed formula for cost variation, page 31, lines 3 to 9.  
(v) Exhibit B-0281 – Proposed formula for cost variation, page 34, lines 18 to 25.  
(vi) Exhibit B-0281 – Appendix 1.

**Preamble:**

**Tableau 2  
Simulation de la CT 2026-2027**

|   | CT<br>2025-2026<br>CS* total | 2025-2026<br>CS* de base<br>assujettie<br>aux indices | 2025-2026<br>CS* distinct<br>ajust. à la marge | Indices    | CT<br>2026-2027<br>CS* de base |
|---|------------------------------|---|--|------------|--------------------------------|
|   | (1)<br>= (2) + (3)           | (2)   | (3)  | (4)        | (5)<br>= (2) x (1 + (4))       |
| 1 Base de tarification  | 2 647 834                    | 2 493 248   | 154 586  | IPC 2,00 % | 2 543 113                      |
| 2 Frais de distribution<br>du CDG                                   | 8 059                        | 8 059   |  | IPC 2,00 % | 8 221                          |
| 3 Autres revenus<br>d'exploitation                                  | (4 195)                      | (4 195)   |  | IPC 2,00 % | (4 279)                        |
| 4 Dépenses d'exploitation<br>excluant coût services<br>rendus - ASF | 241 536                      | 241 536   |  | FP 3,50 %  | 249 990                        |
| 5 Coût des services rendus -<br>ASF                                 | 20 392                       |   | 20 392   |            |                                |
| 6 Autres composantes du<br>coût des ASF                             | (11 038)                     |   | (11 038)                                       |            |                                |
| 7 Plan global en efficacité<br>énergétique (PGEÉ)                   | 6 855                        |   | 6 855  |            |                                |
| 8 Amortissements<br>immobilisations                                 | 157 310                      | 157 310   |  | IPC 2,00 % | 160 456                        |
| 9 Amortissements frais<br>reportés et actifs<br>intangibles         | 80 187                       | 48 718  | 31 469   | IPC 2,00 % | 49 692                         |
| 10 Impôts fonciers<br>et autres                                     | 50 977                       | 50 977  |  | IPC 2,00 % | 51 996                         |
| 11 Impôts sur le revenu   | 24 601                       | 24 601  |  | IPC 2,00 % | 25 093                         |
| 12 Rendement sur la BT  | 160 459                      | 151 091   | 9 368  | IPC 2,00 % | 154 113                        |
| 13 Revenu requis avant<br>contribution GES                          | 735 143                      | 678 097   | 57 046   |            | 695 282                        |
| 14 Contribution GES   | (6 036)                      |   | (6 036)  |            |                                |
| 15 Revenu requis à la clientèle<br>réglementée                      | <u>729 107</u>               | <u>678 097</u>  | <u>51 010</u>                                  |            | <u>695 282</u>                 |

\* Coût de service.

(ii)

**Tableau 1**  
Établissement du coût de service de l'année t2 2026-2027 à partir de la FVC

| 1) CS de base établi par les indices |   | + | 2) Ajustements à la marge (projection distincte) |                            |
|--------------------------------------|---|---|--|----------------------------|
| Composantes du CS                    | % de croissance                             |   |  |                            |
| OPEX                                 | Formule paramétrique (75 %-EERH / 25 %-IPC) | + | CFR  | Rendement et amortissement |
| Impôts fonciers et autres            | IPC   |   | ASF  |                            |
| Amortissement                        | IPC   |   | PGEE   |                            |
| Rendement et impôts                  | IPC   |   | Projets majeurs                                  |                            |
|                                      |   |   | Contribution GES                                 |                            |

- (iii) « Ainsi, la seule modification proposée par rapport à la formule paramétrique antérieure consiste à retirer le facteur de croissance du nombre de clients. »
- (iv) « Considérant ce qui précède, Énergir a mandaté la firme d'expert NERA afin de produire un rapport à haut niveau sur la pertinence de maintenir le facteur de la croissance du nombre de clients dans un contexte de décroissance. En plus de ses propres recherches, NERA a eu accès à de la documentation fournie par Énergir, incluant les preuves, les décisions et les rapports d'experts (dont ceux de la firme Pacific Economics Group Research (PEG)) ayant été utilisés dans le cadre de dossiers passés. Les principaux constats de ce rapport sont les suivants : [...] »
- (v) « Énergir juge que cette approche est, à la fois, facile d'application et équitable. Il est à noter que cette proposition ne sera applicable que pour la CT 2026-2027. En effet, Énergir entend déposer, lors de la CT 2027-2028, une proposition visant une nouvelle méthodologie pour la détermination de la dépense d'impôts présumés, laquelle pourra être appliquée tant pour les années de base que pour les années intermédiaires d'un cycle triennal. L'ampleur des travaux requis pour développer cette nouvelle méthodologie et produire les analyses nécessaires ne permettait pas de l'intégrer à la présente proposition de FVC dans les délais impartis. »

### **Requests:**

- 1.1 Per reference (i), please provide an Excel spreadsheet with links and formulas intact that clearly demonstrates how the proposed cost variation formula (FVC) for 2026/27 is calculated based on 2025/26.

### **Réponse :**

Voici les références pour les données présentées dans le tableau 2 et qui ne résultent pas d'un calcul fait dans ce même tableau :

Tableau Q-1.1

| Description  | Montant         | Référence   |
|--|-----------------|---|
| Base de tarification (CS total)                                    | 2 647 834       | B-0101, Énergir-L, Document 1   |
| Base de tarification (CS de base)                                  | 2 493 248       | B-0101, Énergir-L, Document 1, p. 7, col. 15, l. 4 + l. 9 + l. 12 + l. 13 |
| Frais de distribution du CDG                                       | 8 059           | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Autres revenus d'exploitation                                      | -4 195          | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Dépenses d'exploitation excluant le coût des services rendus - ASF | 241 536 (a)     | B-0107, Énergir-L, Document 4   |
|  | 20 392 (b)      |   |
|  | 261 929 (a + b) | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Coût des service rendus – ASF                                      | 20 392          | B-0107, Énergir-L, Document 4   |
| Autres composantes du coût des ASF                                 | -11 038         | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| PGEÉ   | 6 855           | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Amortissement immobilisations                                      | 157 310         | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Amortissement frais reportés et actifs intangibles (CS total)      | 80 187          | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Amortissement frais reportés et actifs intangibles (CS de base)    | 48 718          | B-0131, Énergir-N, Document 9, p. 1, col. 5, l. 1 + l. 2                  |
| Impôts fonciers et autres  | 50 977          | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Impôts sur le revenu   | 24 601          | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Rendement sur la BT  | 160 459         | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Revenu requis avant contribution GES                               | 735 143         | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Contribution GES   | -6 036          | B-0122, Énergir-N, Document 1   |
| Revenu requis à la clientèle réglementée                           | 729 107         | B-0122, Énergir-N, Document 1   |

Le calcul du coût de service de base pour l'année 2026-2027 se calcule tel que décrit dans l'en-tête du tableau de la référence (i).

- 1.1.1. As part of the response, please show in detail how each component of revenues will be calculated, including but not limited to return on equity, return on preferred shares, return on debt, depreciation, each component of operating expenses, income taxes, and the amortization of deferred regulatory balances.

**Réponse :**

Le coût de service concernant le rendement sur l'équité, sur les actions privilégiées et sur la dette se calcule de la même façon qu'auparavant, c'est-à-dire en

appliquant le coût moyen pondéré du capital sur la base de tarification, ce fait étant expliqué dans la preuve à la page 38, lignes 18 à 20. La dépense d'amortissement des immobilisations sera déterminée en appliquant l'indice prévu à la dépense déterminée à la Cause tarifaire 2025-2026.

Les dépenses d'exploitation seront déterminées en appliquant l'indice prévu à la dépense déterminée à la Cause tarifaire 2025-2026. Le calcul de cet indice est détaillé dans la preuve, à la page 38, lignes 7 à 11.

La méthode de calcul pour la dépense d'impôts sur le revenu est expliquée dans la preuve, à la page 38, lignes 16 et 17 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1.

La méthode de calcul pour la dépense d'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles est expliquée dans la preuve, à la page 38, lignes 12 à 15.

- 1.2 Per reference (i), please provide an Excel spreadsheet that includes the actual and forecast components of revenue requirement at the detailed general ledger level for each fiscal year from 2017-18 to 2025-26.

**Réponse :**

Énergir ne fournira pas un niveau de détail plus granulaire que celui qu'elle transmet habituellement à la Régie. Les informations relatives au coût de service se retrouvent à la page 1 de la pièce Énergir-N, Document 1 des causes tarifaires respectives. Pour les données réelles, veuillez s.v.p. consulter la pièce Énergir-8, Document 1, page 7 des rapports annuels correspondants.

- 1.2.1. For clarity, as part of this request, please provide the detailed breakdown of all operating expenses at the account level, and all other costs, such as short and long-term interest expense, etc.

**Réponse :**

Énergir peut uniquement fournir un niveau de détail additionnel pour les OPEX réels. Veuillez s.v.p. vous référer à la pièce Énergir-4, Document 5 des rapports annuels pour consulter cette information.

- 1.3 Referring broadly to Exhibit B-0281, please provide a detailed timeline illustrating how and when each element of the proposed formula will be determined and the process proposed to review the inputs into the proposed formula for each year.

**Réponse :**

Pour présenter une application complète, Énergir présente la situation du premier cycle triennal, soit 2027-2028 à 2029-2030. Cette situation suppose que la FVC proposée pour 2026-2027 est maintenue telle quelle. Les seuls éléments de la formule mis à jour lors des années intermédiaires seront les taux des indices utilisés dans la FVC.

**Année 1 - 2027-2028 : Année de base**

La préparation de la Cause tarifaire 2027-2028 se déroulera au cours des mois de janvier à mai 2027. Une prévision détaillée de l'ensemble des composantes du coût de service sera effectuée durant cette période.

**Année 2 - 2028-2029 : Année intermédiaire 1**

La préparation de la Cause tarifaire 2028-2029 se déroulera au cours des mois de janvier à mai 2028. Une prévision détaillée des composantes ajustées à la marge, tant pour la base de tarification que pour le coût de service, sera effectuée durant cette période. Il s'agit des prévisions visant les CFR, les ASF et le PTPD, le PGEÉ et les ajustements relatifs aux projets majeurs qui ne seraient déjà inclus dans les soldes de l'année de base. Pour les éléments assujettis à la formule, la mise à jour sera effectuée en utilisant les indices disponibles à la fin février 2028. Les nouveaux indices ainsi obtenus seront appliqués aux coûts des éléments assujettis à la FVC établis lors de la Cause tarifaire 2027-2028. Le CMPC établi à l'année de base sera utilisé pour établir le rendement.

**Année 3 - 2029-2030 : Année intermédiaire 2**

La préparation de la Cause tarifaire 2029-2030 se déroulera au cours des mois de janvier à mai 2029. Une prévision détaillée des composantes ajustées à la marge, tant pour la base de tarification que pour le coût de service, sera effectuée durant cette période. Il s'agit des prévisions visant les CFR, les ASF et le PTPD, le PGEÉ et les ajustements relatifs aux projets majeurs, soit les nouveaux ajustements relatifs à l'année intermédiaire 2 et la reconduction des ajustements de l'année intermédiaire 1. Pour les éléments assujettis à la formule, la mise à jour sera effectuée en utilisant les indices disponibles à la fin février 2029. Les nouveaux indices ainsi obtenus seront appliqués aux coûts des éléments assujettis à la FVC établis lors de la Cause tarifaire 2028-2029. Le CMPC établi à l'année de base sera utilisé pour établir le rendement.

- 1.4 Per reference (i), is Énergir proposing to escalate the forecast of 2025/26 costs, or would the formula escalate actual or approved costs? Please explain.

**Réponse :**

Les coûts utilisés pour déterminer le coût de service de 2026-2027 selon la FVC seront ceux approuvés par la Régie dans le cadre de la Cause tarifaire 2025-2026.

- 1.5 Referring broadly to Exhibit B-0281, please prepare a table in Excel from fiscal year 2017-18 to 2025-26 showing the actual or forecast balances of the following items:
- Total cost of service.
  - Total cost of service excluding amortization of deferred expense accounts.
  - The total number of customers served.
  - The total amount of gas delivered (Mcf).
  - The total cost of service per customer(\$/customer).
  - The total cost of service per unit of gas delivered (\$/Mcf).

**Réponse :**

Énergir ne présentera pas de données pour l'exercice 2025-2026, car il s'agirait de données prévisionnelles, ce qui rendrait cette information non comparable aux autres éléments inclus dans sa preuve.

Énergir fournit déjà chaque année, dans le cadre de son rapport annuel, les informations demandées. Veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0101, Énergir-16, Document 1 du dossier R-4328-2025, aux pages 21 et 22, afin d'obtenir le coût de service de distribution, le nombre de clients et les volumes : les données nécessaires s'y trouvent pour calculer les ratios demandés.

Pour le coût de service de distribution excluant l'amortissement des CFR, veuillez s.v.p. vous référer au graphique 1A, à la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3.

- 1.6 Referring broadly to Exhibit B-0281, please provide copies of all figures in Excel ("Graphiques" 1 to 12 and Figures 1 and 2 in Appendix 1) with formulas intact, in both French and English.

**Réponse :**

À l'exception des informations présentées dans les trois tableaux ci-après, Énergir considère que l'ensemble des données figurant dans les tableaux et graphiques de la preuve est accessible au sein des pièces déposées dans le cadre des rapports annuels. Énergir identifiera donc la source des données, mais ne fournira pas de fichier Excel comportant des calculs détaillés. L'expert pourra ainsi réaliser les analyses qu'il jugera pertinentes.

Les trois tableaux ci-dessous permettent de concilier l'information présentée dans les rapports annuels avec celle utilisée dans les graphiques 1 à 12 de la preuve<sup>1</sup>. À titre indicatif, veuillez noter que les références utilisées sont celles du Rapport annuel 2023-2024.

---

<sup>1</sup> Pièce B-0318, Énergir-U, Document 1.

**Tableau Q-1.6 a)**  
**Ventilation de l'amortissement des CFR (M\$)**

| Description                              | 2016-17 | 2017-18 | 2018-19 | 2019-20 | 2020-21 | 2021-22 | 2022-23 | 2023-24 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| TI                                       | 8       | 9       | 23      | 15      | 16      | 19      | 33      | 24      |
| PRC/PRRC                                 | 18      | 18      | 17      | 17      | 17      | 17      | 16      | 15      |
| Autres                                   | (12)    | 15      | (7)     | (46)    | (38)    | 6       | 53      | 39      |
| Total amortissement des CFR <sup>1</sup> | 14      | 42      | 33      | (14)    | (5)     | 42      | 102     | 78      |

<sup>1</sup> Veuillez s.v.p vous référer à la pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 7 de chacun des rapports annuels respectifs.

**Tableau Q-1.6 b)**  
**Reclassification de l'impact lié à l'application tardive de la grille à la charge d'amortissement des CFR (M\$)**

| Ajustement pour l'application tardive de la grille | 2016-17 | 2017-18 | 2018-19 | 2019-20 | 2020-21 | 2021-22 | 2022-23 | 2023-24 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Frais de distribution                              | 17      | (1)     | 0       | (2)     | 13      | (2)     | 1       | 3       |
| Amortissement des CFR                              | (17)    | 1       | 0       | 2       | (13)    | 2       | (1)     | (3)     |
| Total  | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |

**Tableau Q-1.6 c)**  
**Coûts de service présenté en preuve vs celui au rapport annuel (M\$)**

| Description  | 2016-17 | 2017-18 | 2018-19 | 2019-20 | 2020-21 | 2021-22 | 2022-23 | 2023-24 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Coût de service présenté au graphique 1 de la pièce B-0318 | 527     | 568     | 586     | 543     | 553     | 624     | 693     | 659     |
| Contribution GES <sup>1</sup>                              |         |         |         |         |         |         | (0)     | (1)     |
| Nivellement d'impôt <sup>1</sup>                           |         |         | 5       |         |         | 7       | (3)     | 24      |
| Total <sup>2</sup>   | 527     | 568     | 591     | 543     | 553     | 632     | 690     | 683     |

<sup>1</sup> Veuillez s.v.p vous référer à la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, à la pièce B-0317, Énergir-V, Document 1.

<sup>2</sup> Veuillez s.v.p vous référer à la pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 14 de chacun des rapports annuels respectifs.

**Source des données du Graphique 1 de la preuve**

| Description                    | Référence  |
|--------------------------------|--|
| Amortissement des CFR          | Ligne <i>Autres</i> du tableau Q-1.6 a) + ligne amortissement des CFR du tableau Q-1.6 b) fournis en réponse |
| COS excluant amortissement CFR | COS total - amort CFR  |
| COS total                      | Tableau Q-1.6 c)   |

**Source des données du Graphique 2 de la preuve**

| Description                                  | Référence  |
|--|--|
| % de variation COS vs t-1                    | $(\text{COS total du graphique 1} - \text{COS total t-1 du graphique 1}) / \text{COS total t-1 du graphique 1}$                      |
| % de variation COS excluant amort CFR vs t-1 | $(\text{COS excluant CFR du graphique 1} - \text{COS excluant CFR t-1 du graphique 1}) / \text{COS excluant CFR t-1 du graphique 1}$ |

**Source des données du Graphique 3 de la preuve**

Le poids de chacune des composantes du coût de service par rapport au coût de service total a été déterminé annuellement. Une moyenne de ces poids relatifs a ensuite été calculée pour la période de 2016-2017 à 2023-2024.

**Source des données du Graphique 4 de la preuve**

| Description            | Référence  |
|------------------------|--|
| Opex excluant coût ASF | Énergir-4, Document 5, page 1, colonne 2, ligne 19 - ligne 17  |
| Coûts ASF              | Énergir-4, Document 5, page 1, colonne 2, ligne 17 + Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 4 |

**Source des données du Graphique 5 de la preuve**

| Description                   | Référence   |
|-------------------------------|---|
| Rendement et frais financiers | Pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 10 des rapports annuels |
| Impôts                        | Pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 9 des rapports annuels  |

**Source des données du Graphique 6 de la preuve**

| Description          | Référence   |
|----------------------|---|
| Base de tarification | Pièce Énergir-6, Document 1, page 2, colonne 15, ligne 5 des rapports annuels |
| CMPC                 | Pièce Énergir-7, Document 1, page 1, colonne 6, ligne 7 des rapports annuels  |

**Source des données du Graphique 7 de la preuve**

| Description  | Référence  |
|--|--|
| Base de tarification réelle totale en distribution | Pièce Énergir-6, Document 1, page 2, colonne 15, ligne 5 des rapports annuels  |
| Programmes commerciaux                             | Pièce Énergir-6, Document 1, page 1, colonne 15, ligne 11 des rapports annuels   |
| Développement informatique                         | Pièce Énergir-6, Document 1, page 1, colonne 15, ligne 12 des rapports annuels   |
| PGEÉ-Subventions                                   | Pièce Énergir-6, Document 1, page 1, colonne 15, ligne 19 des rapports annuels   |
| Immobilisations, fonds de roulement, CFR et PTPD   | Cette granularité n'étant pas fournie à la Régie au rapport annuel. Énergir ne fournit donc pas de détail supplémentaire pour ces éléments |

**Source des données du Graphique 8 de la preuve**

| Description       | Référence   |
|-------------------|---|
| Additions < seuil | Pièce Énergir-6, Document 3, page 1, colonne 5, ligne 30 - ligne 12 des rapports annuels            |
| Additions > seuil | Pièce Énergir-6, Document 3, page 1, colonne 6, ligne 30 - ligne 27 - ligne 12 des rapports annuels |

## Source des données du Graphique 9 de la preuve

| Description                                     | Référence   |
|---|---|
| Base de tarification excluant CFR, PGEÉ et PTPD | BT total présenté au graphique 7 - ligne PGEÉ et CFR et PTPD présenté en réponse à la question 3.4 de la FCEI, à la pièce Énergir-V, Document 6 |
| Amortissement immobilisations, PC et TI         | Pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 6 + ligne TI et PRC/PRRC du tableau Q-1.6 a) présenté dans les pages précédentes          |
| % amortissement vs BT                           | Amortissement immobilisations, PC et TI divisé par BT excluant CFR, PGEÉ et PTPD  |

## Source des données du Graphique 10 de la preuve

| Description                             | Référence   |
|---|---|
| Additions immobilisations, PC et TI     | Additions totales présentées au graphique 8                     |
| Amortissement immobilisations, PC et TI | Amortissement immobilisations, PC et TI présenté au graphique 9 |
| Variation amortissement vs t - 1        | (Amortissement - amortissement t - 1) / amortissement t - 1     |

## Source des données du Graphique 11 de la preuve

| Description                          | Référence  |
|--------------------------------------|--|
| Impôts fonciers, redevances et taxes | Pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 8 des rapports annuels   |
| Autres revenus d'exploitation        | Pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 2 des rapports annuels - nivellement d'impôt du tableau Q-1.6 c) présenté dans les pages précédentes         |
| PGEÉ                                 | Pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 5 des rapports annuels   |
| Coût du gaz -distribution            | Pièce Énergir-8, Document 1, page 7, colonne 1, ligne 1 des rapports annuels + ligne frais de distribution du tableau Q-1.6 b) présenté dans les pages précédentes |

## Source des données du Graphique 12 de la preuve

| Description   | Référence   |
|---|---|
| % variation excluant amortissement CFR                  | Représente le pourcentage de variation COS excluant amortissement CFR vs t - 1 du graphique 2   |
| % variation CS redressé                                 | La section 5.2.5.1 de la preuve détaille les ajustements effectués par Énergir  |
| % pondération inflation (75 % IPC / 25 % EERH-max. 4 %) | Selon les analyses réalisées, 75 % du coût de service établi à l'aide de la FVC serait indexé selon l'IPC, tandis que les 25 % résiduels seraient indexés selon l'indice EERH. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.1.1 de la DDR n° 1 de l'ACIG pour la définition et la source des indices |

## Figure 1 et 2 de l'annexe 1 de la preuve

Les sources des données des figures 1 et 2 se trouvent au bas de chacune de ces figures.

- 1.7 Per reference (iii), please provide a table in Excel showing the actual billing determinants (i.e., customers, gas delivered, etc.) for each customer class from fiscal year 2017-18 to 2025-26.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer au dossier R-4328-2025, pièce B-0101, Énergir-16, Document 1. Les informations relatives au nombre de clients, aux volumes ainsi qu'aux revenus par classe tarifaire prévus dans le cadre d'une cause tarifaire sont présentées aux pages 3 et 4 de la pièce Énergir-16, Document 1 pour les années 2017-2018 à 2025-2026, tandis que les données réelles se trouvent à la page 7.

- 1.8 Per reference (iii), please provide a detailed description of how previous growth parameters were determined in prior parametric formulas used by Énergir.

**Réponse :**

La version la plus récente de la formule paramétrique se décline comme suit :

$$OPEX_{CTt} = OPEX_{CTt-1} \times (1 + I + G_{CTt} \times 75 \%)$$

où :

G signifie la croissance prévue du nombre de clients au moment de déposer la cause tarifaire.

Plus précisément, la variation anticipée du nombre de clients, soit la différence entre le nombre de clients prévus à la cause tarifaire et celui prévu à la prévision 4-8 de l'année précédente, était utilisée pour déterminer un taux de croissance G, auquel un facteur d'escompte de 75 % était appliqué. Le résultat ainsi obtenu était ensuite intégré dans la formule paramétrique.

1.8.1. Where possible, please provide examples of how the amount was determined.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer au dossier R-4257-2024, pièce B-0175, Énergir-N, Document 8, page 1, lignes 7, 8 et 9.

1.9 Per reference (i), please explain in detail, using illustrative examples, how the recovery of depreciation, return and taxes on marginally adjusted balances under the formula will impact the determination of formula-adjusted balances related to depreciation, return and taxes. For example, please explain whether there would be any double counting of the collection of amounts under the formula and marginal forecast approach to setting rates.

**Réponse :**

Il ne peut y avoir de double comptabilisation des ajustements à la marge relatifs à un projet majeur, puisque l'ajustement ne sera effectué que si le projet, ainsi que son impact en termes de rendement et d'amortissement, n'a pas déjà été inclus dans le coût de service détaillé de l'année 1 du cycle pluriannuel. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.3 pour une description plus détaillée du processus d'application de la FVC.

1.10 Per reference (ii), please fully explain why Énergir is proposing a 75%/25% weighting for the parametric formula applied to OPEX.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3.

1.11 Per reference (ii), please fully explain why a 50%/50% parametric formula has not been applied to all components of costs, including operating costs, property taxes, depreciation, return and taxes.

**Réponse :**

Comme l'indice EERH est un indice de rémunération, Énergir juge non approprié d'utiliser cet indice pour la détermination des composantes *impôts fonciers*, *amortissement*, *rendement* et *impôts* de la FVC, étant donné qu'il n'y a pas de corrélation avec les *salaires*.

- 1.12 Per reference (ii), please provide an Excel schedule showing the ratio of total labour costs for Énergir to total operating expenses from 2017-18 to 2025-26.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3.

- 1.13 Per reference (ii), please provide in an Excel spreadsheet the monthly indices for the last ten years as well as the first available months of 2026 for Survey of Employment, Payrolls and Hours and the Quebec CPI.

**Réponse :**

Énergir aimerait mentionner qu'il est possible de trouver les indices mensuels EERH et IPC-Québec sur le site de Statistique Canada, comme mentionné à titre de référence dans le bas de la page 12 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1.

- 1.14 Per reference (ii), please provide the most recent twelve-month average of the two proposed indices as of the response to this request.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3, pour obtenir la méthode de calcul des indices, ainsi qu'à la réponse à la question 1.13 ci-dessus pour obtenir la source de publication des indices.

- 1.14.1. If information is available for the twelve-month period ending February 2026, please provide that information.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.14.

- 1.15 Per reference (ii), please explain why the calculated CPI index is based on historical information rather than a forecast.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 5.4 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, à la pièce B-0317, Énergir-V, Document 1.

- 1.16 Per reference (iv), please provide copies of all PEG studies referenced in this extract.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 8.2 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3.

- 1.17 Per reference (ii), please explain in detail why Énergir has not proposed a productivity factor (i.e., an X factor) adjustment to apply to operating costs or other costs under the formula.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 2.5 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3.

- 1.18 Per reference (ii), please provide Énergir's understanding of why other Canadian regulators approve a productivity factor as part of formula-rate mechanisms.

**Réponse :**

Les raisons justifiant l'utilisation, ou non, d'un facteur de productivité sont propres à chaque juridiction en fonction de ses objectifs, de son contexte d'affaires et de son cadre réglementaire.

- 1.19 Per reference (ii), is Énergir aware of any other North American jurisdictions that use formula rates but do not include one or both of a productivity factor and growth adjustment? Please explain.

**Réponse :**

Énergir réitère que sa proposition vise une formule globale simple, transparente et cohérente avec les modes d'allégement réglementaires des dernières années et qui s'appuie sur des principes réglementaires reconnus. Elle n'a donc pas effectué un balisage complet de toutes les juridictions en Amérique du Nord. Veuillez s.v.p. vous référer à la

réponse à la question 8.3 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3.

En dehors du balisage présenté en preuve, Énergir avait également à sa connaissance certaines informations concernant les formules utilisées dans d'autres juridictions. Le constat d'Énergir est que si la plupart des autres juridictions utilisent un facteur de productivité (ou l'équivalent), ce facteur de productivité varie considérablement d'une juridiction à l'autre. Dans certains cas, il peut même être négatif. Cette grande variabilité des facteurs de productivité semble être en lien avec le contexte d'affaire individuel de chaque distributeur.

| Utility                        | Term         | X-Factor                     | Applies To / Excludes  |
|--------------------------------|--------------|------------------------------|--|
| FortisBC Energy (gas, BC)      | 2020–2024    | 0.50 %                       | Base O&M + growth capex; excludes integrity O&M & certain taxes/levies.                |
| FortisBC Inc. (elec, BC)       | 2020–2024    | 0.50 %                       | Base O&M only; capital via forecast envelopes; excludes fuel & levies.                 |
| Ontario Distributors (OEB IRM) | 2023–2027    | 0 % + stretch<br>0.00–0.60 % | Inflation minus X on distribution rates; excludes riders, SMEC, RTSRs, ACM/CM.         |
| Hydro-Québec Distribution      | Annual cases | CSI: CPI only                | No productivity X; rates indexed by CPI (e.g. +3 %).                                   |
| Hydro-Québec TransÉnergie      | 2020–2023    | 0.0 %                        | Transmission revenue CPI–0; select capex trackers.                                     |
| Nat'l Grid (gas, MA)           | 2021–2026    | –1.30 %                      | Base distro rev (non-commodity); excludes fuel/purchased-gas & capital/rider trackers. |
| Eversource/NSTAR (gas, MA)     | 2019–2023    | –1.18 % + 0.15 % CD          | Base O&M; excludes system enhancement plan & tax/deferrals; includes Z-Factor.         |
| SCE (elec, CA)                 | 2021–2023    | CPI – X hybrid               | O&M via index; annual capital trackers; wildfire, DSM & microgrid program trackers.    |
| FPL (elec, FL)                 | 2022–2025    | Load growth + trackers       | Fuel, storm, solar capex, DSM, tax & enviro via deferrals; revenue decoupling.         |

- 1.20 Per reference (ii), does Énergir routinely seek out productivity savings relative to its approved level of costs and revenues? Please explain. Please provide examples/estimates.

**Réponse :**

Énergir rappelle que la croissance contrôlée des coûts au cours des dernières années a été possible grâce à de multiples initiatives comme l'amélioration du processus de localisation, la révision du processus de planification à l'exploitation, l'optimisation des routes, une saine gestion du temps supplémentaire, de la réflexion à la suite des départs

à la retraite, de l'augmentation de la proportion du temps consacré aux activités non réglementés, etc. Énergir ne peut quantifier les montants de chaque initiative puisque c'est la combinaison de ces efforts qui explique cette croissance contrôlée.

Énergir réitère qu'elle est toujours à la recherche d'opportunités pour améliorer sa productivité, même s'il y avait absence d'autorisation d'un plafond. Bien que le fait de demeurer en dessous de celui-ci soit important, Énergir ne limite pas ses efforts à contrôler ses coûts simplement pour ne pas atteindre le niveau autorisé.

La proposition d'Énergir vise une formule globale simple, transparente et cohérente avec les modes d'allégement réglementaire des dernières années et qui s'appuie sur des principes réglementaires reconnus. La présente proposition ne vise pas un mécanisme incitatif.

- 1.21 Per reference (ii), does Énergir agree that by excluding a productivity factor, Énergir's formula rates would be simply escalating the base costs, which would not account for decisions of management to achieve productivity savings? Please explain.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.20 ainsi qu'à la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG à la pièce Énergir-V, Document 3.

- 1.22 Per reference (i), is Énergir proposing that any components of the formula rate be trued up to actual results as part of a subsequent year?

1.22.1. If yes, please explain which components outline the proposed true up mechanism, and explain why the amounts should be trued up.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.22.2.

1.22.2. If not, please explain why.

**Réponse :**

Pour les composantes assujetties à la FVC, il n'y aura pas de mise à jour en fonction des résultats réels au cours d'une année subséquente à l'intérieur d'un même cycle pluriannuel. La mise à jour sera effectuée uniquement lors de l'établissement du coût de service complet de la première année du cycle.

- 1.23 Further to the response to 1.22, please provide an update for all inputs and indices into the formula rate as of the date of the response to this request.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3, pour les indices mis à jour. La mise à jour du tableau 2 de la référence (i) peut être effectuée en utilisant ces indices et en appliquant le calcul détaillé à la réponse à la question de l'ACIG.

- 1.24 Per reference (i), please explain in detail how the forecasts for each of the marginally forecast costs would be performed, the timing of when the forecast would be prepared, any review that would be required for the forecasts, the need for prudence assessments of the costs, any true ups for the forecasts, and any other considerations relevant to an assessment of the forecast costs.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions 1.3 et 1.31.

- 1.25 Per reference (i), please comment on how Énergir's proposal to forecast certain specific costs results in a reduction in regulatory burden.

**Réponse :**

L'établissement de certaines composantes du coût de service au moyen d'une formule permet, dans un premier temps, de réduire considérablement le temps requis pour élaborer la prévision. De plus, l'application de la FVC réduira le nombre de pièces à produire, comparativement à un dépôt effectué dans le cadre d'une cause tarifaire détaillée. Les données étant générées à partir d'une formule autorisée, il ne sera plus nécessaire de fournir des pièces détaillées présentant les informations et leur justification.

Finalement, puisque Énergir appliquera une méthodologie prescrite, il devrait en résulter un volume moindre de demandes de renseignements pour les éléments assujettis à la FVC.

- 1.26 Per reference (i), does Énergir agree that an alternative to specifically forecasting certain costs would be to escalate the costs based on an approved formula and to true up any variances through a deferral account? Please fully explain the response.

**Réponse :**

Selon Énergir, cette approche n'est pas souhaitable. Les ajustements actuellement effectués à la marge visent des éléments du coût de service qui se caractérisent par une forte variabilité et une nature imprévisible pouvant entraîner des écarts importants, tant à

la hausse qu'à la baisse. Il est donc impossible d'en dégager une tendance fiable ou d'en dériver une formule d'indexation adéquate. Les données ainsi produites pourraient s'écarter significativement de ce qu'elles auraient dû être, générant des écarts substantiels en fin d'année.

Ces écarts seraient ensuite récupérés ou remis dans le coût de service ultérieurement, ce qui ferait en sorte qu'ils seraient assumés par une génération de clients différente de celle ayant bénéficié ou subi les variations réelles.

- 1.27 Per reference (v), please provide an update on Énergir's plans for a deemed tax expenditure going forward, how that expenditure would be determined, and any other information known to Énergir at this time regarding its future plans.

**Réponse :**

Énergir n'ayant pas encore finalisé les analyses requises, il est pour l'instant impossible de détailler la proposition. Énergir vise toujours un dépôt de celle-ci dans le cadre de la Cause tarifaire 2027-2028.

- 1.28 Referring broadly to Exhibit B-0281, please provide an Excel schedule breaking out all actual and forecast capital expenditures by fiscal year from 2017-18 to 2025-26 by project category. For each category of projects, please denote whether the project relates to sustainability, replacement, growth, productivity improvement, or some other variable or combination of variables.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 4.4 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3.

- 1.29 Per reference (ii), please provide Table 2 in an Excel spreadsheet with all formulas intact.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.1.

- 1.30 Per reference (ii), please update the analysis included in Table 2 to reflect all known current balances, indices and costs, and provide a source and reference for all updates. Please provide the analysis in an Excel spreadsheet.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.23 et prendre note que les colonnes 1 à 3 du tableau 2 présentent déjà les données les plus récentes approuvées par la Régie.

- 1.31 Per reference (ii), regarding all costs excluded from the formula adjustment, please explain whether the forecast costs will be adjusted to the actual costs at a future date. If not, please explain.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.3 pour une description plus détaillée du processus d'application de la FVC. Les ajustements à la marge ne seront pas révisés ultérieurement en fonction des coûts réels.

Les éléments à la marge visent à refléter le processus détaillé qui prévalait lors de l'élaboration des coûts de service avant l'application de la FVC, pour les CFR, le PGEÉ, les ASF et les projets majeurs. Dans le cadre des causes tarifaires antérieures, même lors d'une année en coûts détaillés, ces données n'ont jamais été mises à jour en fonction des coûts réels. Les éléments intégrés aux tarifs étaient toujours basés sur les informations connues ou les hypothèses en vigueur jusqu'au dépôt effectué en mai. Ce processus demeurera inchangé avec l'application de la FVC.

- 1.32 Per reference (v), please fully explain why Énergir is unable to develop a forecast of income tax expense based on projected net earnings, tax deductions, tax rates, etc.

**Réponse :**

Par souci d'allègement, Énergir n'a pas élaboré une méthodologie plus complexe pour déterminer la projection de la charge d'impôt. Énergir tient à rappeler que la proposition relative à l'impôt s'applique uniquement à la Cause tarifaire 2026-2027.

Énergir entend déposer, dans le cadre de la Cause tarifaire 2027-2028, une proposition visant une nouvelle méthodologie pour la détermination de la charge d'impôts présumés. Cette méthodologie pourrait alors être appliquée tant pour les années de base que pour les années intermédiaires d'un cycle pluriannuel.

- 1.33 Per reference (v), please provide the detailed income tax calculations for Énergir both on an actual/forecast and approved basis from fiscal year 2017/18 to 2025/26. Please provide the calculations in an Excel spreadsheet.

**Réponse :**

Pour les informations relatives au calcul des impôts, veuillez s.v.p. vous référer aux pièces Énergir-11, Document 1 des rapports annuels respectifs et aux pièces Énergir-N, Document 11 des causes tarifaires respectives.

- 1.34 Per reference (i), please provide an Excel spreadsheet showing how the proposed formula and treatment of costs on the margin would have calculated revenues based on the last three fiscal years. As part of the response, please use the actual indices that would have been determined historically, and calculate the revenues that would have been recovered compared to the actual revenues that were approved to be recovered in those years.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, à la pièce B-0317, Énergir-V, document 1.

En réponse à cette question, Énergir y a déposé un exemple d'application de la FVC incluant les éléments à la marge pour le cycle triennal 2022-2023 à 2024-2025. Les indices utilisés dans le cadre de cette simulation sont ceux qui auraient été établis historiquement selon la FVC. Les résultats obtenus par l'application de la FVC ont été comparés à ceux approuvés par la Régie lors des causes tarifaires originalement déposées.

- 1.35 Referring broadly to Exhibit B-0281, please provide a summary of all jurisdictions known to and reviewed by Énergir that adopt similar formulas to vary costs from year-to-year and provide the decisions of the regulator adopting said formulas.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer au dossier R-4194-2022 d'Enbridge Gaz Québec.

- 1.36 Referring broadly to Exhibit B-0281, regarding Fortis BC, ATCO Gas and Enbridge Ontario, please provide copies of the most recent regulatory decisions approving the form of regulation, including if applicable, the formula rate regulation framework approved for each entity.

**Réponse :**

Énergir est d'avis que l'expert est en mesure d'effectuer lui-même sa recherche réglementaire, d'autant plus qu'elle s'appuie sur des documents qui sont généralement, et dans la très grande majorité, facilement accessibles au public.

- 1.37 Referring broadly to Exhibit B-0281, please confirm that ATCO Gas uses a revenue per customer formula.

**Réponse :**

Énergir réitère qu'elle a effectué un balisage sommaire de ses comparables canadiens compte tenu de la portée de la présente proposition qui vise une formule globale et simple. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.36.

- 1.37.1. If not confirmed, please explain.

**Réponse :**

s. o.

- 1.38 Referring broadly to Exhibit B-0281, for each of the different mechanisms included in the ATCO Gas formula outlined above, please explain whether Énergir considered any similar mechanisms, such as a Kbar, ESM, etc. As part of the response please fully explain why each mechanism as part of the formula would or would not be appropriate to include for Énergir.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.19 ainsi qu'à la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3, à la pièce Énergir-V, Document 3.

- 1.39 Referring broadly to Exhibit B-0281, please provide all evidence available to Énergir to support the position that other Canadian gas utilities are in a growth position unlike Énergir.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 8.3 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACIG, à la pièce Énergir-V, Document 3.

- 1.40 Referring broadly to Exhibit B-0281, please explain in detail how Énergir proposes to escalate the fixed and variable components of gas rates using the FVC. For example, will Énergir escalate the rates evenly or will the change flow entirely through one component of the rates (i.e., fixed or variable).

**Réponse :**

La FVC est utilisée pour estimer les coûts du service de distribution servant à déterminer le revenu requis de ce service. Le processus d'établissement des tarifs qui s'effectue à la suite de cette estimation demeure inchangé. Veuillez s.v.p. vous référer à la pièce B-0140, Énergir-Q, Document 1 de la Cause tarifaire 2025-2026, qui décrit l'approche utilisée afin de générer les tarifs.

Comme expliqué à la réponse à la question 1.31, il n'y a pas de mise à jour des tarifs pour comparer avec les coûts réels et il n'y a pas de coûts exclus dans le calcul des tarifs.

- 1.41 Referring broadly to Exhibit B-0281, please provide an illustrative calculation in Excel showing how current rates would change for each customer class under a formula. As part of the calculation, please also demonstrate how forecast costs excluded from the formula would be incorporated into rates each year.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.40.

- 1.42 Referring broadly to Exhibit B-0281, please explain how Énergir proposes to address any future differences that may arise from the setting of rates under a formula and the rates determined by future cost-of-service studies that functionalize, classify and allocate costs to customers and customer classes.

**Réponse :**

Énergir considère que l'établissement du coût de service à partir d'une formule ou à partir d'un budget détaillé constituent deux approches distinctes visant un même objectif, soit l'établissement d'une base budgétaire qui représente une évolution du coût de service. Ainsi, la méthode de budgétisation reconnue ne change pas les principes de fonctionnalisation, de classification ou d'allocation des coûts aux différentes catégories de clients, lesquels demeurent inchangés.

De plus, l'utilisation d'une formule n'élimine pas la possibilité que des écarts soient constatés lors du rapport annuel, pas plus que lorsque les tarifs sont établis à partir d'un coût de service détaillé. Ces différences, quelle que soit la méthode utilisée, reflètent des écarts normaux entre les prévisions et les résultats réels. En conséquence, Énergir ne propose aucun ajustement aux mécanismes de traitement des écarts, à l'exception de l'ajout de la demande temporaire de nivellement de l'impôt.

- 1.43 Referring broadly to Exhibit B-0281, Appendix 1, please provide NERA's industry wide assessment of all formulas used for gas utilities in North America.

**Réponse :**

Réponse de NERA :

*We presume that by referring to “all formulas,” the question asks about tariff derivation formulas that differ from traditional gas distribution volumetric rates, representing something like the following:*

$$\text{Distribution Volumetric Rate} = \frac{\text{Test Year Distribution Cost of Service}}{\text{Test Year Volumes Distributed}}$$

*NERA, however, does not maintain a list for “all formulas” for North American regulated gas utilities that differ from the simple equation that we list above.*

- 1.44 Referring broadly to Exhibit B-0281, Appendix 1, please identify all gas utilities in North America that operate on a formula basis that excludes one or both of a productivity and customer growth factor.

**Réponse :**

Réponse de NERA :

*Most formula rates targeting revenue decoupling (including weather normalization adjustments) for North American gas utilities happen without productivity or customer growth factor considerations.<sup>2</sup>*

- 1.45 Referring broadly to Exhibit B-0281, Appendix 1, please provide copies of all testimony filed by Dr. Makholm in other Canadian and U.S. jurisdictions as it relates to formula-rates.

**Réponse :**

Énergir est d'avis que l'expert peut produire lui-même sa recherche réglementaire, d'autant plus qu'elle ressort de documents qui sont généralement, et dans la très grande majorité, accessibles facilement au public. Veuillez également s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.19.

Réponse de NERA :

*Dr. Makholm would be happy to provide prior testimonies. But among his more than 300 testimonies, over more than 40 years, in regulatory and civil matters, are many testimonies related to various aspects of formula ratemaking for state or provincial gas or electric utilities. And many of Dr. Makholm's testimonies pertain to contexts or matters different than NERA's charge from Énergir in this case. Perhaps, in this respect, this request is overbroad in relation to the 11-page evidence of NERA in this proceeding.*

<sup>2</sup> Makholm, J.D., “Decoupling” for Energy Distributors: Changing 19th Century Tariff Structures to Address 21st Century Energy Markets,” *Energy Law Journal*, Vol. 29, No.1 (2008), pp.157-172.

- 1.46 Referring broadly to Exhibit B-0281, Appendix 1, please provide a summary of the recommendations of Dr. Makholm in other jurisdictions as it relates to the inclusion of a productivity or growth factor in a formula rate mechanism.

**Réponse :**

Énergir est d'avis que l'expert peut produire lui-même sa recherche réglementaire d'autant plus qu'elle ressort de documents qui sont généralement et dans la très grande majorité, accessibles facilement au public. Veuillez également s.v.p. vous référer à la réponse à la question 1.19.

Réponse de NERA :

*Dr. Makholm has provided summaries in various jurisdictions and forums (he publishes extensively on North American regulatory matters). We cite four recent examples here: (1) a summary related to his opinions on productivity factors for ratemaking purposes in a 2018 paper in *The Electricity Journal*, (2) evidence before the Régie in 2022 regarding rate formulas for Hydro-Québec TransÉnergie; (3) evidence provided as an independent expert retained by Alberta in 2023 for its third generation performance-based regulatory plan; and (4) a 2025 paper in the journal *Climate and Energy* related to “rules of order” in North American regulation.*

*Dr. Makholm’s underlying focus in these testimonies and published papers is similar—maintaining objective “rules of order” in North America’s uniquely successful method of regulation, which provides energy services to the North American public on average at half (or less) of the price of such energy services in our peer economies in Europe. The success of North American regulation relies on a purposeful set of judicial, constitutional, legislative and accounting institutions that work together under a reliable system of administrative law—known across North America as “regulatory common law.” That system relies on facts, rather than matters of opinion, to the greatest extent possible. In periods of rapid industrial or institutional change, projections of measured industry productivity or customer growth are their most uncertain. Injecting such inherently uncertain measures into ratemaking formulas is not in Dr. Makholm’s opinion consistent with the orderly, factual means of regulating the acquisition of investor capital for public services that have been so effective in North America.*

(1) *The Electricity Journal* 2018

*Dr. Makholm’s ultimate conclusions in his *Electricity Journal* paper was as follows:*

*As the North American electricity distribution industry continues to evolve away from simply providing the traditional “safe, adequate and reliable service” toward a platform for facilitating a more decentralized and carbon-free energy supply, RPI minus X will face increasing difficulties in dealing objectively with the sharply rising investment costs represented by that new role.<sup>3</sup>*

---

<sup>3</sup> Makholm, J.D., “The rise and decline of the X factor in performance-based electricity regulation,” *The Electricity Journal*, Vol. 31,

He continued:

*That [RPI minus X] form of rate control is a longstanding part of regulatory practices of the few states and provinces that adopted it years ago to deal with their specific regulatory concerns. They may continue with it for years to come—attempting to find ways to deal with rapidly rising costs that do not contribute to increased kWh sales, more electricity delivery capacity or more customers (the traditional utility output metrics). But in those jurisdictions without such a formula-based method of rate control, incentive regulation for electricity distribution is turning away from the broad competitive model that spurred RPI minus X and toward more specific activities in the pursuit of policies to promote greener and more efficient electricity use.*

*The essential problem Dr. Makholm described was the difficulty of applying an increasingly uncertain and changing productivity measure in any objective ratemaking role.*

*(2) Régie Evidence for Hydro-Québec TransÉnergie 2022*

*In his 2022 evidence before the Régie involved a formula for dealing with cost-saving incentives for capital additions begun in 1999, pre-dating the start of Performance-Based Regulation (PBR) in Québec. The incentive plan for capital additions used a projected test year cost of service including that year's forecast of ongoing capital additions. In Opinion D-99-120 (pp 12-13), the Régie shared the opinion of Dr. Mark Jaccard as to the incentive for the company to provide "adequate forecasts" (p. 12) for those rolling one-year terms, and that "an annual review of tariffs encourages regulated companies to produce reliable forecasts, without obvious bias" (p. 9).*

*Dr. Makholm agreed with those assessments, as follows:*

*The incentive on HQT, with its forecast future test year for capital additions, is highly useful as a spur for HQT to economize on the cost of its capital additions. More than useful, such a regime of rolling forecast test years may well be optimal for capital projects—using the universally acknowledged incentive involving "regulatory lag" to its best advantage on a rolling year-by-year basis. Using its project-by-project forecasts, the existing regulation for capital additions provides a transparent assessment of incremental capital needs. At the same time, it provides a fact-based target against which HQT can measure its performance in installing new capital facilities. As such, it is a substantive incentive program for keeping costs down for the greatest part of HQT's revenue requirement. The facts are in the forecasts themselves—disaggregated and specific to projects, not subjective and/or generalized (p. 6).*

*And further:*

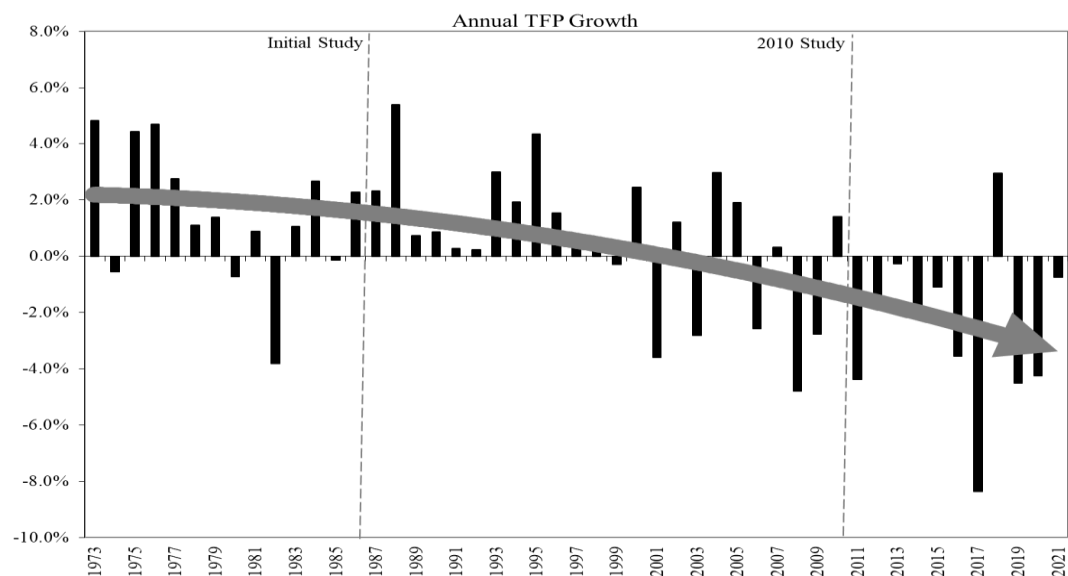
*[T]he 1-year duration of rolling forecasts does not diminish the incentives involved at the margin—it simply limits the size of the incentive award (given the yearly cost-of-service updates for capital additions). Those limits are useful for an orderly rate regime that cannot deviate too far from what is reasonable, either for HQT or its customers (p. 7).*

---

Issue 9 (November 2018), pp. 38-43.

(3) Evidence as an Independent Expert for the AUC 2023

In addition to providing an update to my computations as an Independent Expert 10 years earlier, I returned to the reason that the AUC (or any utility regulator) seeks a productivity measure at all: to adjust published government inflation indexes to fit the needs of a particular regulated industry—in that case, the Alberta regulated energy distributors. I advised the AUC that considering the recent, rapid downward trend in productivity measure, shown below, it may be worth questioning further whether continuing to pursue such measures as part of ratemaking is worth the administrative effort and cost to Alberta consumers.

**Electric Utility TFP Growth, Annually, 1972-2021**(3) Climate and Energy 2025

Dr. Makhholm reviewed in this paper the means by which North American system of regulation of public utility energy services was uniquely effective—particularly the “orderly means” by which North American regulators deal with the value of private property devoted to providing public services. These orderly means, reflected in the Canadian Northwest Utilities decisions and the later US Hope Natural Gas decision, required determining those values as a legal fact, not as a matter of expert opinion. Combined with the “prudence” principle in admitting new capital into the rate base, such regulation permitted low-cost capital to flow freely into Canadian and US public service utilities.

It is with such considerations in mind that NERA question the use of unstable and negative customer growth as a reliable proxy for the change in operations and maintenance expenses for Énergir in this case.