

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA FCEI  
DEMANDE D'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 2024**

**DOSSIER R-4287-2024**

---

**ÉVOLUTION DU CONTEXTE GAZIER**

**Question 1**

**Références:**

- (i) B-0048, p. 6
- (ii) B-0048, p. 8
- (iii) B-0048, pp. 20 et 21
- (iv) B-0048, p. 21, graphique 13
- (v) B-0048, p. 22, graphique 14
- (vi) B-0048, p. 31
- (vii) B-0048, p. 36
- (viii) Boston Consulting Group, *Is Renewable Natural Gas Poised for Future Growth or Doomed to Decline?*, juin 2023.
- (ix) R-4257-2024, B-0118, p. 3, tableau Q-1.4

**Préambule:**

(i)  
« La production nord-américaine de GSR est appelée à croître en raison de la forte demande des distributeurs gaziers. Quelques incertitudes quant aux orientations de la nouvelle administration fédérale américaine sur le GNR et les programmes de valorisation dans le secteur des transports. »

(ii)  
« Compte tenu des contraintes de transport qui touchent les bassins des Appalaches dans le Nord-Est, cette croissance de la production américaine devrait s'appuyer sur le développement des bassins pétroliers et gaziers situé sur la côte du Golfe du Mexique.

Au Nord-Est, les bassins de production des Appalaches voient leurs productions de plus en plus contraintes par des capacités de transport pleinement utilisées vers la Nouvelle-Angleterre, l'État de New York et vers les États du Sud-Est. En revanche, la région de la côte du Golfe du Mexique, dotée d'importants bassins de production de gaz naturel associé au pétrole et d'un réseau de transport en croissance, sera stimulée par sa proximité de l'industrie pétrochimique et des terminaux d'exportations de GNL et l'augmentation des capacités de transport entre les lieux de production et les lieux de consommation.

C'est d'ailleurs cette région qui devrait soutenir la croissance de la production de gaz naturel d'ici 2029 en accaparant près de 43 % de la production totale. Alors que la part des bassins du Centre et du Nord-Est devrait stagner, celle des régions plus au sud devrait croître à un rythme annuel moyen de plus de 2,8 % au cours des cinq prochaines années. »

*(Nous soulignons, notes omises)*

(iii)

« À moyen terme, S&P Global prévoit une remontée des prix du gaz naturel à Henry Hub vers une moyenne annuelle de 4,02 \$US/MMBtu en 2025, de 5,81 \$US/MMBtu en 2026 et de 4,03 \$US/MMBtu en 2029. Étant donné le faible écart et la forte corrélation entre le prix à Henry Hub et celui à Dawn, cette perspective de prix peut aisément se transposer aux autres principaux carrefours de prix en Amérique du Nord, dont celui à Dawn. »

*(Nous soulignons, notes omises)*

(vi)

« À l'automne 2024, l'EPA annonce qu'elle envisage de réviser les volumes de RIN D3 afin qu'ils correspondent davantage aux volumes réellement créés ainsi qu'aux volumes de carburants celluloseux qui pourront être créés en 2025 et 2026. La révision de ces volumes devrait avoir un impact sur la valeur du crédit D3. »

(vii)

« Autrefois essentiellement accaparées par le marché du transport, d'importantes quantités de GNR sont désormais acquises par des utilités gazières pour en faire la production, l'injection ou la vente. C'est ainsi qu'entre 2022 et 2023, une vingtaine d'utilités gazières de différents États ont fait approuver par les régulateurs énergétiques des programmes d'achat volontaire de GNR et/ou de programmes hybrides permettant l'achat de crédits compensatoires. À l'échelle de l'Amérique du Nord, on retrouve donc plus d'une trentaine d'utilités gazières qui cherchent à faire l'acquisition de GNR afin de répondre à des besoins de leur clientèle. Par ailleurs, plus d'une dizaine d'utilités sont aujourd'hui dotées de cibles d'injection dans leur réseau. »

*(Nous soulignons)*

(viii)

« Although current RNG volumes in the gas utility sector are small, LDC commitments currently drive prices for RNG to 3-4x premiums over commodity prices in the U.S. Moving forward, we expect RNG to account for 4-10%+ of distributed LDC gas utility volumes nationally in 10-20 years, driving RNG demand in the U.S. »

*(Nous soulignons)*

(ix)

**Tableau Q-1.4**  
**Type de cible d'injection de GNR pour certains distributeurs gaziers**

Entreprise	Type de cible
Fortis BC	Imposée par une autorité externe
Vermont Gas	Cible interne
Énergir	Imposée par une autorité externe
Enbridge	Cible interne
Gazifère	Imposée par une autorité externe
SoCalGas	Imposée par une autorité externe (12 %) et cible interne (20 %)
San Diego Gas & Electric	Imposée par une autorité externe
Northwest Natural	Cible interne
Black Hills Energy	Cible interne
Pacific Gas and Electric	Imposée par une autorité externe
National Grid	Cible interne

### Questions:

- 1.1 Veuillez indiquer si, selon Énergir, les contraintes de transport évoquées en (ii) et les tendances décrites en (i) pourraient avoir pour effet de réduire la corrélation entre les prix à Henry Hub et ceux à Dawn.

#### Réponse :

Les contraintes de transport évoquées à la référence (ii) devraient contribuer à réduire légèrement les mesures de corrélation entre les prix à Henry Hub et ceux à Dawn. Puisque d'autres éléments ont aussi un effet sur cette corrélation, il est pour le moment difficile d'attribuer aux contraintes de transport toute variation de la corrélation observée entre les prix à Henry Hub et ceux à Dawn.

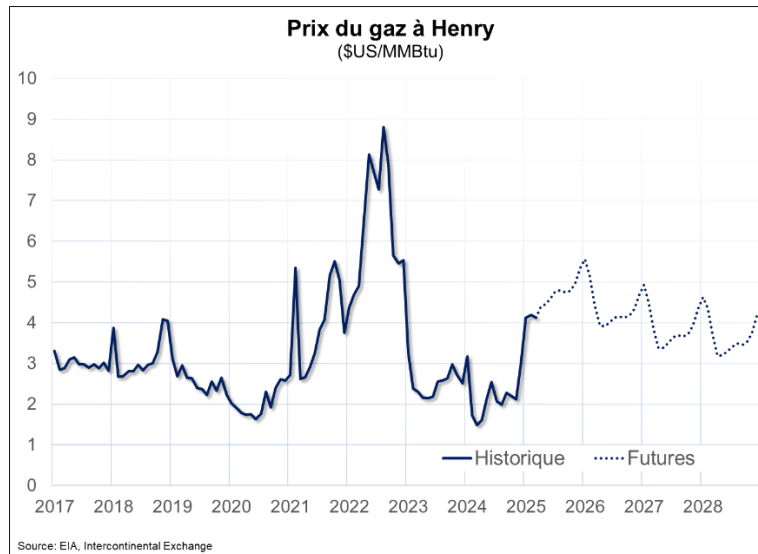
Étant donné la nature et la taille du marché du GSR comparativement à celui du gaz fossile, Énergir n'anticipe aucun effet des tendances décrites en (i) sur la corrélation entre les prix à Henry Hub et ceux à Dawn.

- 1.2 Veuillez produire des graphiques équivalents aux graphiques 12 et 14 (iv et v) pour le différentiel de lieu entre Henry Hub et Dawn.

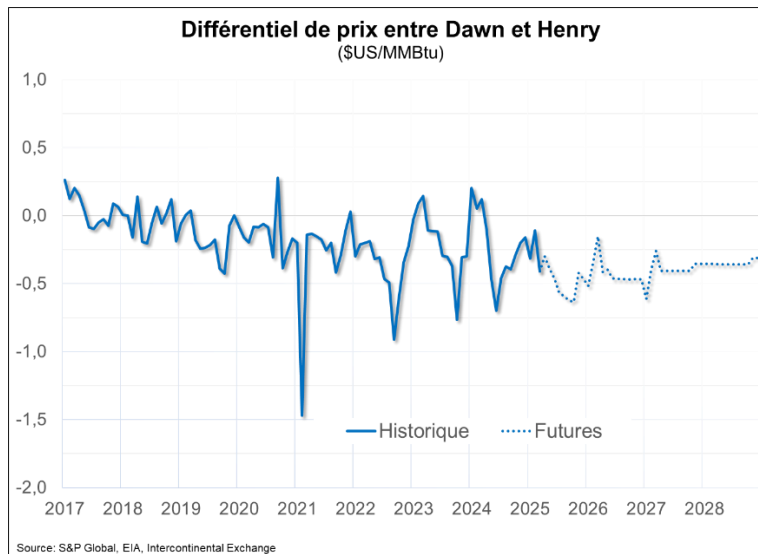
#### Réponse :

Les graphiques suivants présentent la moyenne mensuelle des prix du gaz naturel à Henry et l'écart avec les prix à Dawn, ainsi que les prix *Futures* au 7 mars 2025.

Graphique Q-1.2 a)



Graphique Q-1.2 b)



- 1.3 Relativement à la référence (vii) veuillez indiquer si les utilités dotées de cibles sont les mêmes que celle présentées à la référence (ix) et mettre à jour l'information sur le type de cible.

**Réponse :**

À la connaissance d'Énergir, la grande majorité des utilités de la référence (ix) sont parmi la « trentaine d'utilités gazières » mentionnées à la référence (vii). Malheureusement, Énergir

ne dispose pas d'une liste à jour des distributeurs gaziers disposant de cibles d'injection de GNR et de la nature de leur cible.

- 1.4 Veuillez indiquer la part des volumes de GNR prévus en 2040 qui sont relatifs à 1) des programmes d'achats volontaires, 2) des cibles internes et 3) des cibles imposées par des autorités externes.

**Réponse :**

S&P Global ne précise pas la distinction entre les motifs (ex. : programmes d'achat volontaire) qui supportent la prévision de volumes distribués par les utilités gazières.

- 1.5 Considérant les résultats des ventes volontaires chez Énergir et Gazifère, veuillez indiquer si les volumes prévus d'achats volontaires vous paraissent réalistes et, si oui, expliquer pourquoi.

**Réponse :**

Les volumes paraissent réalistes. Même lorsque les injections ne sont pas dictées par un mandat gouvernemental comme au Québec, la demande volontaire peut être motivée, à titre d'exemple, par un cadre réglementaire ou législatif encadrant les émissions de GES, où le gaz naturel renouvelable présente une alternative intéressante par rapport aux autres mesures de réduction de GES, notamment à l'égard de l'accès et des coûts.

- 1.6 Veuillez indiquer s'il existe une évaluation plus récente de la demande de GNR que celle de BCG (viii).

**Réponse :**

À la connaissance d'Énergir, il n'existe aucune évaluation plus récente que celle de BCG.

- 1.7 Veuillez indiquer à combien se situe présentement la prime du GNR par rapport au gaz fossile que BCG évaluait à 3-4x dans son étude (viii).

**Réponse :**

Énergir ne dispose pas des données ou de la méthodologie de BCG lui ayant permis d'obtenir le multiple de 3-4x. Intuitivement, cette prime ou le calcul du multiple devrait s'appuyer sur le prix du gaz naturel à un carrefour donné et les valorisations offertes pour des utilisations concurrentes, notamment celle du transport avec les programmes RFS et LCFS. Malgré la remontée des prix du gaz naturel fossile et la baisse de la valeur des crédits LCFS en Californie et du crédit D3 du RFS, rien ne permet de penser que le multiple actuel soit à l'extérieur de la fourchette de 3-4 x.

## PRÉVISION DES LIVRAISONS

**Question 2****Références :**

- (i) R-4257-2024, B-0006, p. 48, tableau 27
- (ii) B-0056, p. 4
- (iii) B-0099, pp. 8 et 13
- (iv) R-4257-2024, B-0118, p. 6
- (v) B-0049, p. 15, tableau 12
- (vi) B-0049, p. 18, tableau 14

**Préambule :**

(i)

**Tableau 27**  
Prévision - Demande volontaire GSR  
Cause tarifaire 2025-2028

DESCRIPTION	Volumes (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )			
	2025	2026	2027	2028
Petit et moyen débits existants	14 302	16 212	21 440	34 370
Grandes entreprises	29 071	16 670	24 511	28 077
Nouveaux raccordements	8 558	21 384	34 770	47 333
<b>Total</b>	<b>51 931</b>	<b>54 266</b>	<b>80 722</b>	<b>109 780</b>

(ii)

Mise à jour de l'état de la demande volontaire - Sommaire						
Segments		Volumes (Mm <sup>3</sup> )				
		4/8		Prévisions		
		2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
PMD-existant	Residentiel	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1
	Commercial	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4
	Institutionnel	4,5	2,3	2,4	2,5	2,5
	Industriel	5,1	5,6	5,8	6,0	6,2
	<b>Sous-total</b>	<b>16,6</b>	<b>14,9</b>	<b>15,4</b>	<b>15,8</b>	<b>16,2</b>
		48%	47%	45%	43%	40%
GE-existant	Residentiel	-	-	-	-	-
	Commercial	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
	Institutionnel	2,9	2,9	2,8	2,9	3,2
	Industriel	13,9	10,5	9,3	9,6	9,7
	<b>Sous-total</b>	<b>17,7</b>	<b>14,1</b>	<b>12,9</b>	<b>13,1</b>	<b>13,6</b>
		51%	44%	38%	36%	34%
Branchements 100 % renouvelables (Montréal)	PMD	0,4	2,8	5,6	8,0	10,2
	GE	-	-	-	-	-
	<b>Sous-total</b>	<b>0,4</b>	<b>2,8</b>	<b>5,6</b>	<b>8,0</b>	<b>10,2</b>
		1%	9%	17%	22%	26%
<b>Total prévision volumes GSR</b>		<b>34,7</b>	<b>31,8</b>	<b>33,8</b>	<b>37,0</b>	<b>40,0</b>

(iii)

Les pages 8 et 13 de la référence présentent les facteurs à la base de la prévision des ventes PMD-existant et VGE respectivement.

(vi)

« 2,4 Veuillez confirmer qu'autant pour le tableau 13 que pour le tableau 14, le coût du scénario de référence utilisé pour calculer les ratios est le même pour tous les scénarios de comparaison pour un cas type donné. Par exemple, au tableau 13, le coût de la solution 100 % gaz utilisé pour obtenir le ratio de 129 en préambule est le même que celui utilisé pour obtenir le ratio de 149.

Réponse: Énergir ne le confirme pas puisqu'au tableau 14, la solution de référence varie entre la biénergie-GSR standard et la biénergie-GSR efficace en fonction de l'alternative retenue. Par exemple, pour comparer une solution électrique efficace, la solution de référence est la biénergie-GSR efficace alors que pour une solution électrique standard, la solution de référence 6 est la solution biénergie-GSR standard. »

### Questions:

- 2.1 Relativement aux références (i) et (ii), veuillez expliquer la baisse des prévisions en 2028 depuis le dernier dossier tarifaire dans les marchés PME existants et VGE. Veuillez faire le lien avec les facteurs identifiés à la référence (iii).

#### Réponse :

La référence (iii) traite du PGEE, alors que la question porte sur le GSR.

Cela étant dit, le contexte a évolué et Énergir a bénéficié d'une année supplémentaire de données et de compréhension du marché pour ajuster le modèle de prévision.

Le GSR étant un nouveau produit de décarbonation, Énergir ajuste et calibre continuellement le modèle de prévision GSR selon la progression et l'historique de la consommation volontaire, l'évolution du contexte économique énergétique et la compétitivité du GSR. Pour le secteur résidentiel et commercial, Énergir prévoit que la connaissance du GSR continuera d'augmenter, entraînant avec elle une consommation volontaire GSR croissante. Pour le secteur institutionnel, Énergir prévoit que le contexte économique induira une baisse des volumes volontaires. Pour le secteur industriel, Énergir a ajusté la prévision basée sur la prise d'information directe auprès de sa clientèle ainsi que les contrats en vigueur. Énergir prévoit ainsi une baisse de cette consommation volontaire.

- 2.2 Relativement aux références (v) et (vi), afin de mettre une comparaison adéquate de l'ensemble des offres, veuillez refaire les tableaux 12 et 14 et utilisant le même cas de référence pour tous les scénarios soit, biénergie-GSR efficace. Veuillez de plus ajouter les scénarios suivants:

- biénergie-GSR standard
- biénergie-GNT standard
- biénergie-GNT efficace
- 100 % GNT efficace
- 100 % GNT standard

**Réponse :**

Les tableaux des références (v) et (vi) ont été reproduits avec les différents scénarios demandés. Énergir tient à souligner plusieurs éléments pour analyser les résultats :

- Certaines comparaisons sont moins pertinentes. Par exemple, un client avec une fourniture qui souhaiterait opter pour la biénergie-GSR ne se comparera pas à la biénergie GSR ou au GNT standard puisque seule la thermopompe est admissible aux aides financières du programme;
- Les cas types multihabitations étant des cas avec des appareils électriques standards, il n'y a donc pas de biénergie GSR efficace. Par conséquent, aucun chiffre n'a pu être produit;
- Il n'y a pas de distinction entre le 100 % GNT standard et efficace puisque cette notion fait référence à l'appareil électrique qui est identique dans les deux cas. Au résidentiel, la différence se fait au niveau de l'inclusion ou non de la climatisation pour un client 100 % GNT.

**Tableau Q-2.2 a)****Situation concurrentielle projetée de 2025-2026 à 2028-2029 - Marché résidentiel**

(Biénergie GSR = 100) <i>Volume annuel</i>	UDT			Multihabitations	
	Petite taille <i>1 010 m<sup>3</sup></i>	Taille moy. <i>1 955 m<sup>3</sup></i>	Grande taille <i>2 914 m<sup>3</sup></i>	6 unités <i>7 897 m<sup>3</sup></i>	13 unités <i>15 000 m<sup>3</sup></i>
<b>2025-2026</b>					
Biénergie GSR standard	102	104	105	s. o.	s. o.
Biénergie GNT standard	94	93	92	s. o.	s. o.
Biénergie GNT efficace	88	85	78	s. o.	s. o.
100 % GNT standard	114	117	119	s. o.	s. o.
100 % GNT efficace	117	120	114	s. o.	s. o.
<b>2026-2027</b>					
Biénergie GSR standard	103	104	105	s. o.	s. o.
Biénergie GNT standard	94	93	92	s. o.	s. o.
Biénergie GNT efficace	89	85	79	s. o.	s. o.
100 % GNT standard	114	117	119	s. o.	s. o.
100 % GNT efficace	117	120	117	s. o.	s. o.
<b>2027-2028</b>					
Biénergie GSR standard	103	104	105	s. o.	s. o.
Biénergie GNT standard	94	93	92	s. o.	s. o.
Biénergie GNT efficace	89	85	79	s. o.	s. o.
100 % GNT standard	114	118	120	s. o.	s. o.
100 % GNT efficace	118	121	118	s. o.	s. o.
<b>2028-2029</b>					
Biénergie GSR standard	103	104	105	s. o.	s. o.
Biénergie GNT standard	94	93	92	s. o.	s. o.
Biénergie GNT efficace	89	85	80	s. o.	s. o.
100 % GNT standard	115	118	120	s. o.	s. o.
100 % GNT efficace	118	121	119	s. o.	s. o.

**Tableau Q-2.2 b)**  
**Situation concurrentielle projetée de 2025-2026 à 2028-2029 - Marché affaires**

(Biénergie GSR = 100)	Petit commerce/ Dépanneur	Petit commerce de détail	Bureau commercial	École primaire	Bureau institutionnel	Hôpital	École secondaire
Volume annuel	1 497 m <sup>3</sup>	5 209 m <sup>3</sup>	10 812 m <sup>3</sup>	49 963 m <sup>3</sup>	76 018 m <sup>3</sup>	213 222 m <sup>3</sup>	331 342 m <sup>3</sup>
<b>2025-2026</b>							
Biénergie GSR standard	106	107	110	126	115	110	114
Biénergie GNT efficace	89	88	92	78	89	87	86
Biénergie GNT standard	99	98	104	112	108	101	104
100% GNT standard/efficace	103	102	105	104	103	98	99
<b>2026-2027</b>							
Biénergie GSR standard	106	107	110	126	115	110	114
Biénergie GNT efficace	89	88	92	78	89	87	87
Biénergie GNT standard	99	98	104	112	108	101	105
100% GNT standard/efficace	104	103	106	105	104	98	100
<b>2027-2028</b>							
Biénergie GSR standard	106	107	110	126	115	110	114
Biénergie GNT efficace	89	88	92	79	89	87	87
Biénergie GNT standard	99	98	104	112	108	101	105
100% GNT standard/efficace	104	103	106	105	104	98	100
<b>2028-2029</b>							
Biénergie GSR standard	106	107	110	126	115	110	114
Biénergie GNT efficace	89	88	92	79	89	87	87
Biénergie GNT standard	99	98	104	112	108	102	105
100% GNT standard/efficace	104	103	106	106	104	99	100

## CONTRIBUTION DES VAPORISATEURS DE L'USINE LSR

**Question 3****Références:**

- (i) B-00158, pp. 19 et 20
- (ii) B-00158, p. 10
- (iii) B-00158, p. 49, ligne 45

**Préambule:**

(i)  
« En février 2022, la Régie a approuvé le projet de remplacement des équipements de regazéification de l'usine LSR qui permettra, à terme, de combler de façon permanente le manque à gagner de capacité garantie quotidienne après l'application de la redondance à l'usine LSR. Compte tenu de certaines contraintes, la fin des travaux prévue pour octobre 2025 sera retardée à octobre 2026. Énergir a également révisé la capacité disponible des vaporisateurs existants à la baisse à cause des indisponibilités de l'équipement constatées au cours de l'hiver 2024-2025.

Dans l'intervalle, d'ici l'atteinte du plein potentiel de l'usine LSR, la capacité prévue au plan d'approvisionnement pour la vaporisation sera de 5 146 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, ce qui inclut l'apport d'un vaporisateur temporaire »  
(Nous soulignons, notes omises)

(ii)  
« (...) la fin des travaux de remplacement des vaporisateurs à l'usine LSR en octobre 2025. Toutefois, l'atteinte du plein potentiel de l'usine LSR n'est prévue que pour l'automne 2026 en raison du rodage du nouveau vaporisateur. En effet, certains bris d'équipement des vaporisateurs cet hiver ont entraîné une perte de capacité importante sur des périodes de plus de sept jours, ce qui incite Énergir à adopter une approche prudente en réduisant les capacités projetées disponibles en tout temps de ces vaporisateurs pour l'hiver 2025-2026; et »  
(Nous soulignons, notes omises)

**Questions:**

- 3.1 Relativement à la référence (i), veuillez décrire comment Énergir a établi la réduction de capacité de vaporisation de l'usine LSR pour l'hiver-2025-2026.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 11.2 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 4.

- 3.2 Veuillez décrire plus en détail les bris d'équipement ayant affecté les vaporisateurs à l'hiver 2024-2025 (ii).

**Réponse :**

Lors des premières utilisations des nouveaux vaporisateurs en cours d'hiver, certaines pièces ont dû être remplacées. Des retards dans la livraison de ces pièces ont contribué au délai de plus de 7 jours avant qu'Énergir ne retrouve les capacités de vaporisation prévues au plan d'approvisionnement. Vers la fin de l'hiver, en journée froide, un bris sur l'un des nouveaux vaporisateurs, combiné à des enjeux liés à la température froide pour les « vieux » vaporisateurs, a réduit la disponibilité totale de vaporisation à environ 40% de la capacité prévue dans le plan d'approvisionnement.

- 3.3 Veuillez élaborer davantage sur le lien entre les indisponibilités d'équipements à l'hiver 2024-2025 et la réduction de capacité pour l'hiver 2025-2026.

**Réponse :**

Deux nouveaux vaporisateurs ont été utilisés pendant l'hiver 2024-2025 avec certaines périodes de non-disponibilité des nouveaux équipements. Les deux derniers vaporisateurs seront également en service pour l'hiver 2025-2026. Avec l'expérience de l'hiver 2024-2025, Énergir préfère demeurer prudente et a calculé une réduction des capacités de vaporisation conséquente des indisponibilités encourues à l'hiver 2024-2025.

- 3.4 Veuillez fournir une évaluation approximative de combien rapporterait la revente de 606 103 m<sup>3</sup>/jour de transport annuel sur le marché secondaire pour l'année 2025-2026.

**Réponse :**

Il est difficile d'estimer la valeur de revente de 606 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour l'hiver 2025-2026. Comme les capacités sont très limitées sur le marché, les prix fluctuent en fonction de la contrepartie constituant l'offre. C'est ce qui a été constaté lors des derniers appels d'offres pour la vente de capacités de transport. De plus, les offres sont souvent paramétrées sur les écarts de prix réels de l'hiver, ce qui vient limiter la capacité à estimer *a priori* la valeur de cette revente potentielle. En vendant ces capacités, Énergir ne pourrait plus également combler ses besoins de pointe et devrait potentiellement contracter des outils sur un marché secondaire contraint, et ce, à un coût élevé pour sa clientèle.

- 3.5 Veuillez confirmer que cette réduction n'affecte que l'hiver 2025-2026.

**Réponse :**

Le projet de remplacement des vaporisateurs se terminant en octobre 2026, cette réduction n'affecte que l'hiver 2025-2026.

- 3.6 Veuillez réconcilier la capacité de valorisation 5 806 103 m<sup>3</sup>/jour (ii) avec la capacité de 6 017 103 m<sup>3</sup>/jour (iii) prévue pour les années 2026-2027 et suivantes. Le cas échéant, veuillez expliquer l'augmentation de capacité.

**Réponse :**

Le projet de remplacement des vaporisateurs de l'usine LSR permet d'augmenter la fiabilité de la vaporisation, mais permet aussi de livrer un volume plus élevé que les vaporisateurs actuels. Bien que limités par la capacité hydraulique du réseau de 6 017 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour, les nouveaux vaporisateurs seront en mesure de livrer ce volume comparativement à la capacité actuelle, qui est limitée par les vaporisateurs et la redondance N+1 en combinaison avec le vaporisateur temporaire pour un volume total de 5 806 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

**BESOIN DE L'HIVER EXTRÊME****Question 4****Références:**

- (i) B-0158, Annexe 4, p. 13, tableau 6
- (ii) B-0158, p. 22, tableau 6
- (iii) R-4257-2024, B-0008, p. 26, tableau 6
- (iv) R-4257-2024, B-0008, Annexe 6, p. 1 (p. 64 de 67)
- (v) B-0158, Annexe 6, p. 1 (p. 49 de 52)
- (vi) B-0143

**Préambule :**

- (i)

**Tableau 6**

Données de l'hiver extrême			
	2024-2025	2025-2026	Écart
	Volume	Volume	Écart
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
1 Année référence de l'hiver extrême	2014-2015	2014-2015	
<b>Indice totale avant interruption (10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>			
2 Continue	3 502	3 431	-71
3 Interruptible volet A	95	97	2
4 Interruptible volet B	70	64	-6
5 Total	3 666	3 591	-75
<b>Indice moyenne (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
6 Continue	23 192	22 719	-473
7 Interruptible volet A	626	640	14
8 Interruptible volet B	461	424	-37
9 Total	24 279	23 783	-496
<b>Indice maximale (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
10 Continue	32 048	31 371	-677
11 Interruptible volet A	909	1 026	117
12 Interruptible volet B	753	689	-64
13 Total	33 710	33 086	-624
14 Total	33 710	33 086	-624
15 Besoins d'approvisionnement (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	35 511	34 401	-1 110

(ii)

Tableau 6

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D <sub>s</sub>	compris entre (m <sup>3</sup> /jour)	et (m <sup>3</sup> /jour)	volet A	volet B
5.5	3 000	10 000	68	20
5.6	10 000	30 000	70	20
5.7	30 000	100 000	71	30
5.8	100 000	300 000	71	30
5.9	300 000	et plus	74	30

(iii)

Tableau 6

Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible			Nombre maximum de jours d'interruption	
Palier D <sub>s</sub>	compris entre m <sup>3</sup> /jour	et m <sup>3</sup> /jour	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	69	20
5.6	10 000	30 000	70	20
5.7	30 000	100 000	70	30
5.8	100 000	300 000	70	30
5.9	300 000	et plus	75	30

**Questions:**

- 4.1 La FCEI note que le besoin de l'hiver extrême est en baisse de 1 110 103 m<sup>3</sup>/jour passant de 35 511 103 m<sup>3</sup>/jour au dossier tarifaire 2024-2025 à 34 401 103 m<sup>3</sup>/jour en 2025-2026 (i). Elle note par ailleurs que la demande continue en hiver est en baisse, mais de manière moins marquée que la baisse du besoin de l'hiver extrême. De plus, elle note que dans les deux cas, c'est l'hiver 2014-2015 qui est l'hiver extrême identifié. La FCEI comprend par ailleurs qu'aucun changement méthodologique n'est apporté à l'évaluation du besoin de l'hiver extrême. Veuillez élaborer sur la ou les causes de la baisse du besoin de l'hiver extrême par rapport à 2024-2025.

**Réponse :**

La baisse de l'hiver extrême s'explique d'une part par la baisse du besoin en journée de la pointe entre les deux hivers, comme l'a souligné la FCEI, mais s'explique aussi par un solde initial plus élevé des inventaires en franchise pour répondre à la demande de l'hiver extrême. Ceci permet à Énergir d'avoir moins de besoins de transport à l'hiver 2025-2026 par rapport à 2024-2025 dans le scénario de l'hiver extrême.

- 4.2 Énergir présente le nombre maximum de jours d'interruptions pour les volets A et B du tarif interruptible (D<sub>5</sub>) (ii). Veuillez présenter de manière détaillée la méthodologie ayant permis d'établir ce nombre de jours. Veuillez expliquer que ce nombre de jours soit essentiellement le même qu'en 2024-2025 (iii), malgré l'augmentation de l'écart entre le besoin de la journée de pointe et le besoin de l'hiver extrême.

**Réponse :**

La demande calculée en se basant sur la courbe de température associée à l'hiver maximal a été utilisée pour déterminer les besoins journaliers. En comparant les besoins et les outils journaliers disponibles, il est possible de calculer le nombre de jours d'interruption nécessaire dans chaque scénario. Cette méthodologie est la même pour tous les scénarios d'hiver.

L'hiver maximal est un scénario à part et indépendant du scénario de l'hiver extrême. Il représente le scénario dans lequel la température observée serait une compilation des mois les plus froids observés. Comme Énergir ne vise pas à combler les besoins de l'hiver maximal, les outils détenus par Énergir sont insuffisants et les inventaires se vident rapidement. Ainsi, le nombre maximum de jours d'interruption prévu est proche pour les hivers 2024-2025 et 2025-2026, car les températures prévues sont assez similaires pour le scénario hiver maximal de ces deux années.

- 4.3 Les références (iv) et (v) permettent de constater que l'écart entre le besoin de la journée de pointe et le besoin de l'hiver extrême est passé de 1 109 103 m<sup>3</sup>/jour en 2024-2025 à 1 726 103 m<sup>3</sup>/jour en 2025-2026. Veuillez expliquer que l'augmentation de cet écart n'ait pas permis une réduction du nombre maximum de journées d'interruption du volet A du tarif D<sub>5</sub>. Et du volet B du tarif D<sub>5</sub>.

**Réponse :**

Comme mentionné à la réponse à la question 4.2, les scénarios de l'hiver maximal et de l'hiver extrême sont indépendants. Il n'y a donc pas de lien à faire entre le besoin de l'hiver extrême et le nombre maximum de journées d'interruption.

- 4.4 Veuillez indiquer le nombre de jours d'interruption utilisés à l'hiver extrême pour chacun des paliers et chacun des volets du tarif D<sub>5</sub> selon le format de la référence (ii). Si ce nombre est significativement inférieur au nombre maximum de jours d'interruptions établi par Énergir, veuillez justifier de ne pas réduire le nombre maximum de jours d'interruption, notamment au volet A.

**Réponse :**

Les informations sont fournies dans le tableau ci-dessous :

Tableau Q-4.4

Palier D <sub>5</sub>	Somme du volume souscrit en service continu et du volume projeté quotidien en service interruptible		Nombre de jours d'interruption hiver extrême	
	compris entre (m <sup>3</sup> /jour)	et (m <sup>3</sup> /jour)	Volet A	Volet B
5.5	3 000	10 000	40	20
5.6	10 000	30 000	42	20
5.7	30 000	100 000	42	27
5.8	100 000	300 000	42	27
5.9	300 000	et plus	45	27

4.5 Veuillez calculer le besoin de l'hiver extrême selon les scénarios suivants. Dans chaque cas, veuillez indiquer l'inventaire de l'usine LSR à la fin de l'inventaire.

4.5.1 Un nombre maximum de jours d'interruption au volet A égal au nombre maximum de jours d'interruptions au volet B;

**Réponse :**

Le nombre de jours d'interruption prévu par volet dépend des volumes de consommation prévus pour les clients de ces volets et des besoins journaliers au cours de l'hiver. Le nombre de jours d'interruption prévu aux volets A et B n'est possible que si les volumes de consommation prévus sont identiques pour les deux volets, ce qui est très peu probable. De plus, le scénario de l'hiver extrême n'est analysé que dans le seul but de s'assurer que les outils disponibles permettent à Énergir de répondre au besoin de l'hiver extrême. En aucun cas le scénario de l'hiver extrême n'est utilisé dans la détermination du nombre de jours d'interruption prévu. Énergir se questionne donc sur la pertinence de cet exercice.

4.5.2 La capacité de vaporisation de l'usine LSR était fixée à 6 017 103 m<sup>3</sup>/jour dès 2025-2026 et l'excédent de capacité se traduisait par de la revente de transport annuel a priori;

**Réponse :**

La modification de la capacité de l'usine LSR ne modifie pas le nombre de jours d'interruption prévu au scénario de l'hiver extrême. Dans l'ordonnement des outils d'approvisionnement d'Énergir, l'usine LSR utilisée lorsque la clientèle D5 est déjà interrompue. Ainsi, une augmentation ou une diminution de ses capacités n'engendrent pas de différence du nombre de journées d'interruption du scénario d'hiver extrême au plan d'approvisionnement.

4.5.3 Une combinaison des deux conditions précédentes.

**Réponse :**

Veillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions 4.5.1 et 4.5.2.

4.6 Veuillez reproduire le calcul des prix d'équilibrage (vi) en supposant un nombre maximum de jours d'interruption au volet A égal au nombre maximum de jours d'interruptions au volet B.

**Réponse :**

Les informations sont fournies dans le tableau Q-4.6, à la page suivante.

Tableau Q-4.6

## CALCUL DES PRIX D'ÉQUILIBRAGE BUDGET 2025-2026

Coûts d'équilibrage		Incluant GAC <sup>(1)</sup>							
		Avant modification		Après modification					
1	Coûts d'équilibrage se rapportant à des "besoins saisonniers" (000 \$)	164 191	93,2%	164 191	93,2%				
2	Coûts d'équilibrage se rapportant à la "flexibilité opérationnelle" (000 \$)	12 061	6,8%	12 061	6,8%				
3	Coûts totaux d'équilibrage (000 \$)	176 252	100,0%	176 252	100,0%				
Facteurs de consommation		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC	TOTAL	Note
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
4	Nombre de clients (#)	209 949	256	100	26	35	5	210 371	
5	Volumes annuels É (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2 660	252	2 689	148	91	146	5 987	
6	A = Cons. journalière moy. annuelle (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jr)	7 112	697	7 366	664	255		16 093	
7	P = Consommation journalière de pointe (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jr)	27 235	951	10 327	1 184	567		40 264	
8	Somme des profils de consommation - sans plafond (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )							7 865	
9	Somme des profils de consommation - avec plafond (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )							7 863	
Calcul des prix d'équilibrage - sans plafond									
10	Taux moyen "pointe" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							2,088	<sup>(2)</sup>
11	Taux moyen "autres" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							0,207	<sup>(3)</sup>
		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC		
12	Revenus de l'équilibrage (000 \$)	162 636	2 446	28 013	3 243	2 517	763	199 617	<sup>(4)</sup>
13	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	6,114	0,969	1,042	2,188	2,764		3,334	
<b>Ajustement des taux pour la génération des revenus</b>									
Suite à la considération des prix min et du décalage entre les volumes utilisés pour le calcul des A et P et les volumes projetés.									
14	Taux moyen "pointe" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							2,078	
15	Taux moyen "autres" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							0,207	
		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC		
16	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	6,086	0,965	1,037	2,178	2,751	0,519		
17	Prix maximum (¢/m <sup>3</sup> )								N/A
Calcul des prix d'équilibrage - avec plafond									
18	Taux moyen "pointe" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							2,088	<sup>(5)</sup>
19	Taux moyen "autres" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							0,207	<sup>(6)</sup>
		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC		
20	Revenus de l'équilibrage (000 \$)	162 667	2 448	28 013	3 243	2 518	763	199 652	<sup>(7)</sup>
21	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	6,115	0,970	1,042	2,188	2,765		3,335	
<b>Ajustement des taux pour la génération des revenus</b>									
Suite à la considération des prix min et max et du décalage entre les volumes utilisés pour le calcul des A et P et les volumes projetés.									
22	Taux moyen "pointe" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							2,078	
23	Taux moyen "autres" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							0,207	
		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC		
24	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	6,087	0,966	1,037	2,178	2,752	0,519		
25	Prix maximum (¢/m <sup>3</sup> )								18,912

<sup>(1)</sup> Énergir-N, Document 1, p. 1, l. 14, col. 4 + col. 5.<sup>(2)</sup> 2,088 ¢/m<sup>3</sup> = 164,191 M\$ ÷ 7 865 Mm<sup>3</sup> x 100.<sup>(3)</sup> 0,207 ¢/m<sup>3</sup> = 12,061 M\$ ÷ 5 840 Mm<sup>3</sup> x 100.<sup>(4)</sup> Revenu d'équilibrage \$ = (ligne 5 x ligne 13 ÷ 100) + (ligne 12 col. 6).<sup>(5)</sup> 2,088 ¢/m<sup>3</sup> = 164,191 M\$ ÷ 7 865 Mm<sup>3</sup> x 100.<sup>(6)</sup> 0,207 ¢/m<sup>3</sup> = 12,061 M\$ ÷ 5 840 Mm<sup>3</sup> x 100.<sup>(7)</sup> Revenu d'équilibrage \$ = (ligne 5 x ligne 22 ÷ 100) + (ligne 21 col. 6).

**BESOIN DE LA JOURNÉE DE POINTE****Question 5****Références:**

- (i) B-0058, p. 6
- (ii) B-0162, p. 8
- (iii) B-0058, p. 29
- (iv) B-0162, pp. 8 et 9
- (v) B-0162, p. 9

**Préambule:**

(i)  
« Nous faisons l'hypothèse que la variation des effets introduits actuellement dans le modèle est suffisamment lente, pour autoriser leur estimation à partir de plusieurs années consécutives de relevés de consommation. Une hypothèse corollaire est que la croissance de la consommation de gaz, constatée chaque année, affecte avant tout les usages non météo-sensibles et n'altère pas le profil hebdomadaire de consommation. »

(ii)  
« 2,2 En référence (iii), veuillez expliquer la notion de comportements « obsolètes ».

**Réponse:**

Des comportements « obsolètes » peuvent correspondre à des comportements menant à un profil de consommation d'un échantillon de la clientèle à un moment dans le temps qui n'est plus représentatif pour une année en cours.

Par exemple, avec la migration des clients à l'offre biénergie, la prévision de la demande annuelle de ces clients est révisée à la baisse pour refléter la migration des consommations de gaz naturel vers l'électricité. Cependant, leur consommation ne diminue pas lors des jours de grand froid incluant la journée de la pointe. Comme le facteur d'ajustement est basé sur les volumes d'hiver, un ajustement du comportement d'un consommateur sur son volume d'hiver – mais pas sur sa pointe – ne peut être capté par ce facteur.

Un autre exemple serait la migration des clients d'un tarif à l'autre. Ce sont des mouvements observables chaque année. Pour la Cause tarifaire 2025-2026, plusieurs clients Grandes entreprises migreront vers les tarifs à plus petit débit. Énergir constate également la fermeture de plusieurs grands clients au cours de l'année 2024-2025. L'utilisation de plusieurs années nécessiterait des ajustements additionnels pour pallier ces mouvements.

Ces deux exemples servent à démontrer que l'utilisation des échantillons de données éloignées dans le temps affecte la régression pour déterminer la consommation journalière pour une année de référence. Dans le premier exemple, en prenant un échantillon trop éloigné de l'année de référence, la régression surestimerait la consommation journalière. Dans le deuxième exemple, la régression fausserait le profil de consommation et affecterait la projection de la demande journalière. »

(iii)

« Phase d'apprentissage en année d'exercice  $Y_n$ 

Lors de l'apprentissage, le modèle intègre l'année de mesure comme variable supplémentaire (représentée en rouge dans la formule ci-dessous). Ce terme représente une tendance linéaire modélisant la croissance (ou décroissance) annuelle de la consommation. Elle permet le redressement des mesures de consommation effectuées lors des années  $Y_i$  ( $i < n$ ), lors d'un apprentissage effectué sur un ensemble d'années  $Y_1 < \dots < Y_n$ :

$$\text{Conso}_t = \text{Intercept} + \alpha_0 \text{year}(t) + \alpha_1 DJ_t + \alpha_2 DJ_{t-1} + \alpha_3 DJxVent_t + \beta_{dim} I_{t=dim} + \dots + \beta_{vend} I_{t=vend} \quad \gg$$

(iv)

« 2.2.1. À la référence (iv), Artelys indique que la variable « year » représente une tendance linéaire modélisant la croissance ou décroissance annuelle. Veuillez commenter la possibilité que cette tendance puisse représenter l'évolution des comportements entre les différentes années, incluant les comportements « obsolètes ».

Réponse : La variable « year » permet de corriger la croissance ou la décroissance annuelle, mais ne permet pas de corriger l'évolution du profil de la consommation de la clientèle d'une année à l'autre en regard des éléments nommés par exemple à la réponse à la question 2.2. »

(v)

« 2.3 Veuillez expliquer et justifier, à l'aide de données probantes, l'affirmation en référence (iii) selon laquelle la méthode Artelys soit moins précise pour les dernières années du plan d'approvisionnement.

Réponse :

Dans le modèle actuel, basé sur l'évolution des volumes d'hiver, l'utilisation d'une base de données étendue peut amener de la stabilité si les facteurs derrière l'évolution des volumes sont stables et transférables au besoin de pointe. Cependant, ce n'est pas le cas.

En effet, il est projeté que l'évolution du nombre de clients et des volumes, actuellement à la hausse, soit inversée. De plus, le lien qui était plutôt direct dans le passé entre l'évolution des volumes et l'évolution de la pointe devrait également changer puisque la consommation de gaz naturel est prévue être réduite hors des périodes de pointe.

Également, selon la méthode d'Artelys, la première année du plan d'approvisionnement se baserait sur les données réelles des trois hivers passés au moment du dépôt de la cause tarifaire (soit quatre hivers avant l'année projetée). La prévision pour l'année 2 se baserait sur les données réelles des deux derniers hivers et d'une année prévisionnelle, tandis que l'année 3 se baserait sur les données réelles du dernier hiver et de deux années prévisionnelles. Quant à la régression de la demande pour la dernière année, soit l'année 4, elle serait basée sur les données de trois années prévisionnelles.

Enfin, la méthode proposée complexifie le processus sans donner de résultat qui présente des avantages matériels par rapport à la méthodologie actuelle. Pour des années spécifiques comme celle de la pandémie de la COVID-19, il demeure préférable – comme dans la méthodologie actuelle – d'identifier l'année comme étant « hors norme » et de ne pas l'utiliser. Ainsi, il n'y a pas vraiment d'avantage ou d'ajout de précision malgré une complexification à la méthodologie. Pour

justifier une approche plus complexe et qui nécessite plus de travail, des résultats probants d'une nouvelle méthodologie auraient été nécessaires. »

**Questions :**

- 5.1 Veuillez indiquer si Artelys a validé les hypothèses mentionnées à la référence (i). Le cas échéant veuillez présenter cette validation. Dans la négative, veuillez indiquer ce qui mène Artelys à croire que ces hypothèses sont adéquates considérant les réserves exprimées par Énergir (ii).

**Réponse :**

Les hypothèses mentionnées à la référence (i) ont été proposées par Artelys. Toutefois, la justification présentée ne permet peut-être pas de saisir pleinement leurs implications. Certes, lors d'une année donnée d'exercice, le calage se fait selon un modèle avec des effets fixes et une tendance linéaire, ce qui suppose que l'évolution des usages sur ces trois années est capturée par une valeur annuelle fixe. Pour autant, le modèle est recalé chaque année, sur une fenêtre glissante de trois années. Ainsi, l'évolution annuelle des usages est bien captée.

Il est difficile de déterminer la vitesse exacte d'évolution des usages, et encore plus de déterminer une profondeur adéquate d'historique d'apprentissage. Il faut malgré tout une profondeur suffisante pour que l'estimation des effets introduits dans le modèle ne soit pas polluée par du bruit, c.-à-d. des variations conjoncturelles propres à chaque année et ne reflétant pas l'évolution structurelle des dits effets.

Un résultat qui illustre bien ce propos – et qui selon Artelys tend à prouver qu'elle capture correctement (ou du moins mieux qu'auparavant) les évolutions structurelles de la consommation – est représenté par la Figure 8 à la section 4.2 du rapport. Artelys prédit mieux l'évolution des usages, et leur persistance à l'année suivant l'année d'exercice, en calant le modèle (avec tendance) sur 3 années, plutôt que sur l'année d'exercice seule.

Cet aspect de la modélisation consistant à ne pas « surapprendre » à partir d'une seule année d'historique dépasse largement, selon Artelys, la question de savoir comment exactement la tendance est modélisée lors de l'apprentissage. C'est donc le point sur lequel Artelys a concentré ses efforts lors du mandat concerné (qui, par ailleurs, portait au départ sur la question de l'intégration ou non du facteur  $DJ * V$ ). Des modélisations alternatives pourraient bien sûr être explorées afin d'optimiser l'usage qui est fait d'une profondeur accrue d'historique d'apprentissage. Il est toutefois à noter que ces alternatives complexifieraient très certainement le modèle.

- 5.2 Relativement à la référence (iii), veuillez clarifier à quoi correspond une observation dans cette régression et combien d'observations sont utilisées. Veuillez de plus déposer les résultats détaillés de l'estimation incluant l'ensemble des coefficients et tests sur les coefficients, les statistiques descriptives de base des intrants et de la variable dépendante.

**Réponse :**

Chaque journée s'étalant du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars d'une année gazière constitue une observation statistique. Ainsi, Artelys dispose d'environ 150 observations par an, et le modèle avec tendance est ainsi calé à partir d'environ 450 observations. Les coefficients estimés et leurs p-values sont fournis à l'annexe Q-5.2.

Comme expliqué à la section 1.2 de la pièce B-0058, Énergir-H, Document 7, la variable *Intercept* correspond à une constante, les variables  $DJ_t$  et  $DJ_{t-1}$  aux degrés-jours de la journée d'observation et de la veille, la variable  $DJ * V_t$  au facteur multiplicatif entre le degré-jour et la vitesse du vent de la journée d'observation. Enfin, les valeurs calendaires correspondent au jour de la semaine, du dimanche au vendredi.

Veillez également vous référer à la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements n° 2 de l'AHQ-ARQ, à la pièce Énergir-T, Document 4.

- 5.3 Veuillez indiquer les valeurs prises par la variable d'année et justifier le choix de ces valeurs. Veuillez indiquer dans quelle mesure le modèle est sensible au choix de ces valeurs.

**Réponse :**

Artelys a utilisé les valeurs d'année gazière ('Y\_n'= année d'exercice). Un autre choix aurait pu être fait (par exemple 'Y\_n'= 0), ce qui n'aurait eu aucun impact sur le résultat.

- 5.4 Veuillez justifier de ne pas avoir utilisé une série de variables dichotomiques d'années plutôt qu'une seule variable.

**Réponse :**

Artelys a craint une forme de surajustement aux variations annuelles conjoncturelles et a préféré utiliser une tendance linéaire. Ce choix alternatif pourrait néanmoins être pris en considération et évalué à partir d'un indicateur qui serait jugé adapté (par exemple, celui illustré à la Figure 8 de la section 4.2 du rapport d'Artelys, à l'annexe 1 de la pièce B-0058, Énergir-H, Document 7).

- 5.5 Veuillez indiquer si, selon Artelys, la méthode qu'elle propose permet de capter les effets liés à l'évolution du profil de consommation de la clientèle auxquels fait référence Énergir à la référence (iv).

**Réponse :**

La réponse à cette question est développée avec la réponse à la question 5.1. Artelys juge que le modèle appris sur trois ans, dès lors qu'il est réajusté chaque année, permet bien de capter les évolutions structurelles et l'évolution du profil de consommation de la clientèle.

- 5.6 Relativement à la référence (v), veuillez indiquer si Énergir a réalisé des analyses sur la vitesse d'évolution nécessaire de la composition de la clientèle pour que les résultats de la méthode proposée par Artelys soient affectés de manière significative

**Réponse :**

Non, une analyse de vitesse d'évolution n'a pas été menée. Toutefois, Énergir a déjà observé des migrations notables des clients d'un segment à l'autre. Énergir souligne qu'il est important de prendre en compte la composition la plus récente de la clientèle dans l'exercice de la régression en prévision des mouvements futurs (p. ex. une accélération de la migration vers la biénergie, des migrations des clients à la suite de la refonte du tarif interruptible, etc.).

- 5.7 Eu égard au fait que la méthode d'Artelys utiliserait en partie ou en totalité des données prévisionnelles pour prévoir le besoin de pointe des années 2 à 4, veuillez indiquer sur quelles données la méthode actuelle repose pour prévoir ces mêmes besoins de pointe. Pourquoi cette même approche ne pourrait-elle pas être applicable à la méthode proposée par Artelys?

**Réponse :**

Lors d'une cause tarifaire, Énergir utilise les données du dernier hiver disponible dans la régression pour les quatre années du plan. Effectivement, les trois derniers hivers sont utilisés pour l'ensemble des quatre années du plan. Il est à noter que plus il y a d'années d'écart, plus le risque que l'échantillon utilisé ne soit pas représentatif de l'année pour laquelle la prévision est faite est grand.

- 5.8 La FCEI comprend que la méthode proposée par Artelys implique d'ajouter une variable au modèle et de multiplier par trois le nombre d'observations. Veuillez expliquer en quoi cela représente une complexification significative.

**Réponse :**

Énergir ne considère pas l'ajout d'une variable au modèle et l'augmentation des points d'observation comme étant une complexification significative. Énergir estime que ces ajouts ne permettent pas d'améliorer les résultats issus de la régression de manière significative. C'est cet argument qui milite pour le maintien de la méthodologie actuelle.

**FLEXIBILITÉ OPÉRATIONNELLE**

**Question 6**

**Références:**

(i) B-0053, p. 4

**Préambule:**

(i)  
« Cet écart est dû à un projet d'amélioration des prévisions court terme débuté en 2024, qui devrait permettre de réduire les besoins de flexibilité opérationnelle dès 2025-2026. Ainsi, Énergir est confiante que la hausse des besoins de flexibilité opérationnelle établie à la Cause tarifaire 2024-2025 n'est pas requise et qu'un maintien des capacités au niveau établi dans la Cause tarifaire 2023-2024 sera suffisant pour répondre aux besoins de la clientèle. » *(Nous soulignons)*

**Question:**

6.1 Veuillez élaborer sur les améliorations ayant été apportées à la prévision court terme.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions de la série 20 de la demande de renseignements n°4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

## RÉDUCTION DE GES

### Question 7

#### Références:

- (i) R-4257-2024, B-0078, Tableau 2
- (ii) B-0062, p. 5, Tableau 1
- (iii) B-0062, p. 6, Tableau 2
- (iv) B-0062, p. 7, Tableau 3

#### Préambule:

(i)  
À l'année témoin 2024-2025, Énergir prévoyait des achats de GSR pour une réduction de 1000 tonnes de CO<sub>2</sub> et un coût de 240 000 \$. Les réductions de GES totales étaient de 2 189 tonnes de CO<sub>2</sub>. Énergir prévoit également l'acquisition de deux véhicules lourds électriques.

(ii)  
À l'année de base 2024-2025, Énergir prévoit des achats de GSR pour une réduction de 1740 tonnes de CO<sub>2</sub> et un coût de 541 000 \$. Les réductions de GES totales étaient de 2 940 tonnes de CO<sub>2</sub>.

(iii)  
À l'année témoin 2025-2026, Énergir prévoit des achats de GSR pour une réduction de 500 tonnes de CO<sub>2</sub> et un coût de 156 400 \$. Les réductions de GES totales sont de 1 820 tonnes de CO<sub>2</sub>.

(iv)  
Énergir prévoit faire l'acquisition d'un tracteur routier électrique pour la disposition des sols à un coût de 490 000 \$ pour un coût par tonne de GES évité de 1 225 \$.

#### Questions:

- 7.1 Veuillez justifier la décision d'Énergir d'augmenter ses achats de GSR entre l'année témoin 2024-2025 et l'année de base 2024-2025.

#### Réponse :

Il est à noter qu'Énergir poursuit son objectif de réduire ses émissions de GES en privilégiant la mise en place de projets de réduction. En complémentarité à ces projets, Énergir fait l'achat de GSR, où c'est pertinent, afin de réduire sa consommation en énergie fossile. En 2021, Énergir a établi une trajectoire relativement constante d'achat de GSR afin d'atteindre sa cible de réduction des émissions de GES d'ici 2030. Chaque année, les estimations sont revalidées en se basant sur la consommation réelle des années antérieures. Les variations annuelles dépendent de différents facteurs comme : l'humidité présente dans le gaz; un hiver plus ou moins rigoureux; des événements imprévus et le changement d'équipements pour des options plus performantes lorsque ceux-ci sont en fin de vie utile.

En 2022-2023 et 2023-2024, les consommations de GSR réelles ont été moindres que celles prévues. Ainsi, afin de revenir sur la trajectoire de réduction, il a été prévu d'en augmenter le volume en 2024-2025. Les volumes annuels supplémentaires consommés pour les années subséquentes devraient ainsi revenir à des volumes plus faibles.

- 7.2 Veuillez indiquer pourquoi le projet d'achat de deux véhicules lourds électriques ne semble plus faire partie des plans.

**Réponse :**

À ce jour, il n'y a toujours pas de produit équivalent électrique pour remplacer le premier véhicule lourd. Une vigie sera maintenue pour identifier des alternatives futures. Pour le deuxième véhicule lourd, une nouvelle analyse de son utilisation indique qu'il s'agit d'un véhicule de moins en moins utilisé. Il devient donc moins justifié de trouver une telle solution de remplacement.

- 7.3 Relative à la référence (iii), veuillez indiquer si cette cible est sujette à changement en cours d'année ou si Énergir la considère comme contraignante.

**Réponse :**

Les estimations peuvent être revues en cours d'année en fonction des données réelles de consommation des différentes installations et des projets d'optimisation qui y sont réalisés. Il est à noter que l'achat de GSR demeure une mesure volontaire.

- 7.4 Relative à la référence (iv), veuillez confirmer que le montant de 490 000 \$ représente un surcoût par rapport à l'alternative.

**Réponse :**

Comme indiqué à la pièce B-0195, Énergir-U, Document 4 du dossier R-4257-2024, le budget des projets pour lesquels il est plus facile de détacher la partie qui touche les GES et qui démontre les choix d'Énergir en ce sens, par exemple les projets de remplacement de véhicules, est présenté sur la base de la différence des coûts par rapport à l'acquisition de véhicules à essence.

Le coût de 490 000 \$ pour l'acquisition d'un tracteur routier électrique représentait le coût total du projet au moment du dépôt de la pièce en avril 2025 et doit être corrigé. Le coût du projet au tableau 3 devrait être de 40 000 \$, correspondant au surcoût par rapport à la version diesel, en date du 1<sup>er</sup> juillet 2025 et tenant compte des subventions qui devraient être obtenues par Énergir.

Initialement, le coût total du projet était de 490 000 \$ avec un surcoût évalué à 210 000 \$. Le coût du projet était basé sur le coût d'acquisition d'un Lion 8T et d'une semi-remorque, de 50 % des coûts de la borne de recharge rapide aux fins d'utilisation de ce véhicule,

moins les subventions. Finalement, ce projet ne se concrétisera pas avec un Lion (à la suite de leur faillite) et la borne de recharge rapide a coûté moins cher que prévu en raison d'avantageuses subventions. Le coût total du projet est maintenant évalué à 360 000 \$ et le surcoût à 40 000 \$ par rapport à la version diesel.

Une version révisée de la pièce Énergir-P, Document 2 est déposée. Énergir tient à souligner que seul le coût du projet d'acquisition de tracteur électrique avait été calculé sur la base du coût total et que pour tous les autres projets de remplacement de véhicules de cette pièce, le budget prévu aux tableaux 1 à 4 de cette pièce correspond bien aux surcoûts par rapport aux véhicules à essence.

- 7.5 Veuillez indiquer s'il en va de même des remplacements de chaudière et d'où provient la réduction de GES pour cette initiative (équipement plus efficace, chaudière électrique, biénergie, etc.).

**Réponse :**

Le projet de remplacement des chaudières a débuté il y a quelques années et il est prévu qu'il se poursuive. Le projet étant relié à la durée de vie des équipements, il n'y a pas de report ou d'arrêt prévu, puisque ces équipements sont nécessaires au bon fonctionnement du réseau gazier. Les coûts mentionnés sont les coûts de remplacement des chaudières planifiées et n'impliquent pas de surcoûts pour la réduction des GES. Il s'agit d'un bénéfice et une conséquence positive de ce projet.

Ces nouvelles chaudières, d'une efficacité supérieure, permettront de réduire la consommation de gaz naturel comme combustible utilisé pour réchauffer le gaz naturel sortant des postes.

**MODIFICATION AU PED****Question 8****Références:**

- (i) B-0088, pp. 3 et 4
- (ii) B-0104, p. 1, ligne 5

**Préambule:**

(i)  
« Dans la proposition présentée initialement Énergir limitait l'aide financière octroyée par le biais du PED à 15 000 \$ par client par adresse de service pour la clientèle consommant moins de 125 000 m<sup>3</sup>, afin d'avoir un contrôle budgétaire sur ce nouveau programme dont Énergir ne connaissait pas encore les retombées. Depuis l'entrée en vigueur du programme, Énergir constate que l'aide financière octroyée à travers le PED est sous contrôle et en-deçà des prévisions.

Énergir s'est questionné sur les raisons expliquant que les clients ne fassent pas d'avantage appel au PED. Une des raisons semblent être associée au montant maximal de 15 000 \$. Celui-ci freine les efforts de décarbonation de sa clientèle en empêchant l'éligibilité des GES évités à cette aide financière lorsque le 15 000 \$ est atteint. L'application de la formule qui établit le montant de la subvention par tonne de GES évités à 200 \$ fait en sorte qu'un client qui atteint la limite de 15 000 \$ par adresse, mais qui évite plus de GES que ceux compris dans la formule, recevra un montant moindre par tonne de GES évités. Ainsi, pour la clientèle dont les GES évités dépassent 40 000 m<sup>3</sup>, l'aide financière du PED n'est pas suffisamment intéressante pour encourager les clients à se décarboner. »

*(Nous soulignons, notes omises)*

**Questions:**

- 8.1 Relativement à la référence (i), veuillez dresser le portrait des subventions octroyées à ce jour en termes de type de clients, consommation annuelle de gaz naturel, nombre de participants, réduction de GES et de montant octroyés.

**Réponse :**

Les réponses sont fournies dans le tableau Q-8.1 ci-dessous.

Tableau Q-8.1

Type de clients	Participants (nombre)	GES évités (tonnes de GES)	Montants versés (\$)	Consommation annuelle (000 m <sup>3</sup> )
Résidentiel	3 637	12 915	2 564 256	12 992
Commercial	138	2 909	526 929	2 785
Institutionnel	44	3 682	308 007	5 401
Industriel	6	8 495	944 666	29 846
Total	3 825	28 001	4 343 857	51 025

- 8.2 Veuillez indiquer sur quelles informations repose le jugement d'Énergir selon lequel la participation plus faible qu'anticipée est due à la limite de 15 000 \$.

**Réponse :**

Bien que le plafond de 15 000 \$ ne soit pas la seule cause de la participation plus faible qu'anticipée, Énergir a constaté que les clients avec un grand potentiel de décarbonation ne posent pas d'actions en ce sens puisque, notamment, les subventions offertes sont insuffisantes. De ce fait, peu de clients atteignent le plafond de 15 000 \$ démontrant que le PED n'est pas suffisant pour attirer ces clients visés. Avec une meilleure compréhension du marché et un risque budgétaire faible, le retrait du plafond permettrait de rendre le programme plus équitable et attrayant pour l'ensemble des clients.

- 8.3 Veuillez indiquer combien de GES évités n'ont pu être concrétisés à ce jour du fait de cette limite.

**Réponse :**

Il n'est pas possible de quantifier précisément les tonnes de GES qui n'ont pu être évitées en raison du plafond de 15 000 \$, puisque les données sont saisies uniquement à partir du moment où un client manifeste un intérêt concret et amorce le processus de demande. Dans plusieurs cas, les clients potentiels ne poursuivent pas le processus suffisamment loin pour que leur projet soit documenté, notamment en raison de contraintes financières ou d'un manque d'incitatifs perçus. Ainsi, ces occasions manquées ne sont pas comptabilisées dans les systèmes actuels.

**ANALYSE DE RENTABILITÉ**

**Question 9**

**Références:**

- (i) B-0091, p. 6
- (ii) B-0049, p. 13, tableau 11
- (iii) B-0049, p. 17, tableau 13
- (iv) B-0091, p. 8, tableau 2
- (v) B-0091, p. 10, tableau 3

**Préambule:**

- (i)  
« Finalement, Énergir estime que les modifications apportées à la Méthode – comme proposé à la Cause tarifaire 2023-2024 – répondent toujours aux objectifs de départ, soit d’arrimer l’évaluation de la rentabilité des projets au GNT au nouveau contexte lié aux objectifs de décarbonation, en abaissant le point mort tarifaire à un niveau inférieur à la durée de vie utile des appareils. »

**Questions:**

- 9.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que la proposition d’Énergir visant à modifier les paramètres de l’analyse de rentabilité est motivée uniquement par le souhait de refléter adéquatement le risque d’affaires associé à chaque type de raccordement et non pas par le souhait de favoriser la consommation de GSR.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

- 9.2 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer qu’Énergir estime que la grille qu’elle propose reflète adéquatement le risque lié aux différents types de raccordement.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

- 9.3 Considérant que la position concurrentielle du service gazier face à l’électricité tant à s’améliorer avec le volume tel qu’observé aux références (ii) et (iii), veuillez justifier de ne pas faire de distinction en fonction des volumes dans la grille proposée (v) alors que cette distinction existe dans la grille actuelle (iv).

**Réponse :**

Bien que la position concurrentielle du service gazier par rapport à l'électricité soit généralement plus favorable pour les clients à grands volumes, il demeure difficile de prévoir son évolution lorsque ces clients devront remplacer leurs équipements dans une vingtaine d'années, notamment en ce qui concerne le prix du GSR.

Par ailleurs, Énergir avait initialement établi des plafonds volumétriques, puisque l'offre de la biénergie ne visait qu'une portion limitée de la clientèle. Or, avec l'élargissement de l'offre de la biénergie à l'ensemble de la clientèle, ces plafonds ont perdu leur pertinence.

Par ailleurs, des changements législatifs et réglementaires pourraient s'ajouter et restreindre la possibilité d'un client à renouveler ses appareils, et ce, sans distinction en fonction des volumes.

- 9.4 Veuillez confirmer que la position concurrentielle de la solution GNT face à l'électricité est systématiquement plus favorable de la position concurrentielle de la solution GSR équivalente.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

- 9.5 Soit (a) un client A dont la préoccupation première est la réduction des GES (préfèrera le GSR au GNT peu importe l'écart de prix) et en second lieu la minimisation des coûts (préfèrera l'électricité au GSR si cela est plus économique), soit (b) un client B dont l'unique préoccupation est la réduction des coûts (préfèrera l'électricité au service gazier (GNT ou GSR) si cela est plus économique) :

- 9.5.1 Veuillez indiquer si ces hypothèses semblent raisonnables et sinon veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

Énergir estime qu'il faut être prudent dans l'élaboration d'illustration simplifiée aussi spécifique que celle exprimée dans la question. Bien que les préférences des clients puissent être aussi clairement définies, celles-ci sont généralement très variées, et moins dichotomiques que celle exprimée par exemple pour le client A. En effet, si l'économique et la réduction de GES sont des préférences, le fait que l'une domine strictement l'autre s'apparente à un cas purement théorique qui ne s'appuie pas sur une fonction de préférence classique de forme Cobb-Douglas. Pour le client A, le critère économique n'a ainsi d'importance que si la réduction de GES est parfaitement équivalente. Ainsi, il est plus raisonnable d'envisager un type de client, disons C, qui pourrait reconnaître l'importance des réductions de GES et commencer un parcours en ce sens en adoptant une portion de GSR, mais en complétant sa consommation avec du GNT. Dans ce cas, on pourrait donc

considérer que le client privilégie à la fois la réduction de GES et l'aspect économique.

De plus, dans l'illustration simplifiée proposée par la FCEI, une multitude d'éléments décisionnels sont évacués. Il existe en effet des cas où des clients n'entrent pas dans l'une de ces catégories puisqu'il peut y avoir des considérations logistiques, technologiques, liées à la résilience du système ou liées au confort qui pourraient entrer dans l'équation.

Aussi, Énergir tient à spécifier que ces clients pourraient opter pour la biénergie/biénergie-GSR, ce qui ajoute une option supplémentaire lorsque les clients font leur choix.

- 9.5.2 Veuillez identifier des cas de figure où il serait plus économique pour le client B de passer au tout à l'électricité, mais où il serait préférable pour le client A de demeurer au service d'Énergir.

**Réponse :**

Si les préférences des clients A et B sont aussi simplement définies que dans la question de la FCEI, que les clients A et B ont la même configuration énergétique et accès aux mêmes alternatives, que la réduction de GES d'une conversion au *tout à l'électricité* est similaire au fait de passer au 100 % GSR, et que le 100 % GSR est toujours plus cher que le 100 % GNT, Énergir n'identifie pas de cas de figure répondant à la question puisque si  $X$  (coûts en TAÉ) <  $Y$  (coûts en GNT), que  $Y$  est toujours <  $Z$  (coût en GSR), alors  $X$  est toujours <  $Z$ .

Ainsi, si par exemple les clients A et B n'ont pas les mêmes options, le client A pourrait préférer demeurer au service d'Énergir.

- 9.6 Pour chacun des cas types présentés aux références (ii) et (iii), pour les scénarios 100 % gaz et biénergie, veuillez indiquer et présenter les calculs pour :

- a) le montant additionnel pouvant être appliqué à l'encontre d'une potentielle contribution si l'analyse de rentabilité est réalisée sur une période de 40 ans plutôt que de 20 ans;

**Réponse :**

Voir les tableaux ci-dessous.

Tableau Q-9.6 a)

	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
Volume annuel ( $m^3$ )	1 010	1 955	2 914	7 897	15 000
<b>Montant de contribution (\$) – en plus des frais de branchement de 300 \$</b>					
100 % GNT – 20 ans	8 700	6 200	3 600	0	0
100 % GNT – 40 ans	7 300	4 000	500	0	0
Biénergie – 20 ans	9 000	6 800	4 600	0	0
Biénergie – 40 ans	7 800	4 900	1 900	0	0

Tableau Q-9.6 b)

	Petit commerce / dépanneur	Petit commerce de détail	Bureau commercial	École primaire	Bureau institutionnel	Hôpital	École secondaire
Volume annuel ( $m^3$ )	1 497	5 209	10 812	49 963	76 018	213 222	331 342
<b>Montant de contribution (\$) – en plus des frais de branchement de 300 \$</b>							
100 % GNT – 20 ans	11 700	3 700	0	0	0	0	0
100 % GNT – 40 ans	10 100	0	0	0	0	0	0
Biénergie – 20 ans	12 200	5 500	0	0	0	0	0
Biénergie – 40 ans	10 800	1 200	0	0	0	0	0

- b) le coût additionnel de fourniture à 100 % GSR versus 100 % GNT sur une période de 5 ans.

**Réponse :**

Le coût additionnel est calculé à partir des factures permettant de définir les positions concurrentielles des tableaux 11 à 14 de la référence B-0049, Énergir-H, Document 2. Étant donné que le plan d’approvisionnement couvre une période de 4 ans, l’année 2029 a été utilisée deux fois pour couvrir une période de 5 ans.

Coût additionnel sur 5 ans pour les cas types du tableau de la référence ii) avec des solutions 100 % GNT vs 100 % GSR :

**Tableau Q-9.6 a)**

UDT petit	2 873 \$
UDT moyen	5 561 \$
UDT grand	8 289 \$
Multi 6	22 468 \$
Multi 13	42 686 \$

Coût additionnel sur 5 ans pour les cas types du tableau de la référence iii) avec des solutions 100 % GNT vs 100 % GSR :

**Tableau Q-9.6 b)**

Petit commerce/Dépanneur	4 258 \$
Petit commerce de détail	14 812 \$
Bureau commercial	30 742 \$
École primaire	142 230 \$
Bureau institutionnel	216 415 \$
Hôpital	606 152 \$
École secondaire	941 481 \$

Coût additionnel sur 5 ans pour les cas types du tableau de la référence ii) avec des solutions biénergie GNT vs biénergie GSR pour des appareils électriques standards et efficaces :

**Tableau Q-9.6 c)**

	Standard	Efficace
UDT petit	598 \$	775 \$
UDT moyen	1 233 \$	1 597 \$
UDT grand	1 915 \$	2 912 \$
Multi 6	4 920 \$	s. o.
Multi 13	7 828 \$	s. o.

Coût additionnel sur 5 ans pour les cas types du tableau de la référence iii) avec des solutions biénergie GNT vs biénergie GSR pour des appareils électriques standards et efficaces :

Tableau Q-9.6 d)

	Standard	Efficace
Petit commerce/ Dépanneur	904 \$	1 353 \$
Petit commerce de détail	3 578 \$	5 286 \$
Bureau commercial	5 770 \$	8 698 \$
École primaire	29 433 \$	44 388 \$
Bureau institutionnel	42 055 \$	63 607 \$
Hôpital	133 046 \$	199 924 \$
École secondaire	201 246 \$	302 300 \$

- 9.7 À la lumière de votre réponse à la question précédente, veuillez commenter quant au risque qu'un client passe du GSR au GNT dès la fin de son engagement de 5 ans. Dans un tel cas, ce client serait-il moins susceptible de passer au tout électrique qu'un client qui aurait préféré le GNT dès le départ?

**Réponse :**

Énergir estime que ce risque est faible. En effet, pour les clients en *tout GSR* (non-biénergie) la différence de contribution qui pourrait être exigée au client si la rentabilité de celui-ci est exigée sur une période de 20 ans plutôt que de 40 ans est inférieure, dans la majorité des cas, au surcoût que le client aurait à payer en GSR sur la période de 5 ans. Ainsi, un client qui ne valorise pas les énergies renouvelables et qui voudrait éviter la contribution par un engagement de 5 ans au GSR n'en soutirerait que peu ou pas de valeur économique. En exigeant cette condition, Énergir estime que la probabilité de maintenir le client au GSR à long terme est donc plus grande lorsque le client opte pour du GSR dès la première année et, incidemment, que le risque qu'il passe *au tout électrique* est plus faible que s'il avait préféré le GNT dès le départ.

- 9.8 Veuillez indiquer qui prend l'engagement de consommation de GSR pendant 5 ans dans le cas de projets de développement résidentiels ou dans toute situation où un entrepreneur développe un projet dont il ne sera pas l'occupant.

**Réponse :**

Dans le cas d'un projet de développement, un engagement est pris avec le promoteur avant de signer l'entente de raccordement et de calculer la contribution requise, s'il y a lieu. Le promoteur s'engage à la fois à installer les équipements requis pour un système de chauffage central biénergie (s'il y a lieu), mais aussi à obtenir des acheteurs des différentes unités une confirmation mentionnant leur engagement formel de consommation GSR. L'acheteur final signe ensuite une entente avec Énergir pour sa consommation de gaz de source renouvelable.

## MODIFICATIONS AUX CST

**Question 10****Références:**

- (i) B-0151, p. 4

**Préambule:**

- (i)

	1.2 CHAPITRE 9 – RECouvreMENT
	1.2.1 Article 9.4.1 – Avis de recouvrement
13	Énergir propose de modifier le libellé de l'article 9.4.1 pour lui permettre d'acheminer de
14	manière électronique les avis de recouvrement aux clients inscrits à la facture
15	électronique. Énergir propose de libeller l'article de la façon suivante :
16	1. <u>Rappel</u>
17	<i>Lorsqu'une facture demeure impayée après la date d'échéance, le distributeur envoie par</i>
18	<i>écrit un rappel à l'adresse de facturation au client selon son mode de correspondance</i>
19	<i>choisi ou procède à un rappel téléphonique.</i>
20	2. <u>Avis final</u>
21	<i>En cas de non-paiement de la facture à la suite du rappel, le distributeur envoie un avis</i>
22	<i>final écrit au client selon son mode de correspondance choisi, dans le cadre d'un envoi</i>
23	<i>distinct à l'adresse de facturation en utilisant un moyen d'envoi dont il pourra faire la</i>
24	<i>preuve. Cet avis indique au client qu'à défaut de paiement, le service de gaz naturel peut</i>
25	<i>être interrompu.</i>
26	[...]

**Questions:**

- 10.1 Concernant la procédure de rappel, veuillez indiquer si la pratique actuelle consiste à procéder en premier lieu par rappel téléphonique, par envoi postal ou les deux. Veuillez décrire la séquence habituelle de cette procédure et veuillez indiquer la proportion des cas résolus (le client procède au paiement de sa facture) à chaque étape.

**Réponse :**

Le processus de recouvrement présenté ci-dessous décrit la catégorie de clients, la période de l'année et le solde dû. Il n'est pas possible de faire de corrélation entre les actions qu'Énergir pose et le paiement de la facture du client. En effet, le même compte client peut être en perception plusieurs fois par année.

Par ailleurs, il est pertinent de mentionner qu'Énergir a émis 39 681 avis papier au cours de l'année 2023-2024 et que 2 344 interruptions de service ont été effectuées.

Selon la réduction prévue des envois d'avis par courrier, Énergir économiserait environ 40 000 \$ annuellement de frais d'impression, de frais de papier et de frais postaux, sans compter l'impossibilité de maintenir le processus de recouvrement en cas de grève de Postes Canada.

PROCÉDURE INTERNE

Client résidentiel procédure d'été

- Rappel amical
- Avis final
- 1 tentative de contact téléphonique
- Perception

Client résidentiel procédure d'hiver

- Rappel amical
- Avis final
- Tentatives de contact téléphonique
- Perception sans interruption possible

Client commercial été/hiver

Solde dû de moins de 2000 \$ :

- Rappel amical
- Avis final
- Perception

Solde dû de plus de 2000 \$ :

- Rappel amical
- 1 tentative de contact téléphonique
- Avis final
- Perception

10.2 Concernant la procédure d'avis final, veuillez indiquer quelle proportion des cas est résolue suite à la réception de l'avis.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 10.1.

10.3 Veuillez indiquer quelle proportion des clients à qui un avis final écrit a été émis n'avait pu être rejoint par téléphone au préalable.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 10.1.

---

**CALCUL DU TARIF D'ÉQUILIBRAGE**
**Question 11****Références:**

- (i) B-0140, p. 8
- (ii) Conditions de service et Tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2024, p. 50
- (iii) B-0143

**Préambule:**

(i)  
« La méthode utilisée pour calculer le taux d'équilibrage moyen au tarif D<sub>1</sub> a été révisée afin de mieux représenter le profil des clients. En effet, les consommations mensuelles de chaque client au tarif D<sub>1</sub> ont été extraites pour calculer les paramètres A et P individuels. La moyenne de ces paramètres a servi à calculer le taux moyen d'équilibrage du tarif D<sub>1</sub>. Dans les causes tarifaires précédentes, une extrapolation des profils de consommation du tarif D<sub>1</sub> personnalisé était utilisée pour calculer le taux moyen d'équilibrage. La nouvelle méthode ne requiert plus d'extrapolation étant donné que l'ensemble des clients au tarif D<sub>1</sub> sont utilisés pour calculer le taux moyen d'équilibrage. »

(ii)  
« 13.1.3.1 Paramètres pour les clients en services de distribution D1, D3 et D4

A = volume du 1er octobre 2023 au 30 septembre 2024 # jours du 1er octobre 2023 au 30 septembre 2024

P = consommation journalière maximale du 1er décembre 2023 au 29 février 2024  
Pour les clients aux services de distribution D1 et D3 à l'exception des clients en combinaison tarifaire D3-D5, la consommation journalière maximale des mois d'hiver est estimée de la façon suivante:

$$P = (\text{MaxC}) \times \text{multiplicateur}$$

où: MaxC = Maximum de la consommation journalière moyenne de chacun des mois de décembre 2023 à février 2024

où: multiplicateur = Maximum (2,1 - (1,1 x A ÷ MaxC); 1) »

**Questions:**

- 11.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que selon l'approche actuelle, il est supposé que le profil de consommation des clients de moins de 75 000 m<sup>3</sup> est similaire à celui des clients de plus de 75 000 m<sup>3</sup>, mais que cette hypothèse disparaît avec la nouvelle approche.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

- 11.2 Dans ce contexte, veuillez expliquer pourquoi le calcul des prix d'équilibrage (iii) ne présente pas deux colonnes distinctes pour le tarif D<sub>1</sub>, l'une pour les clients de moins de 75 000 m<sup>3</sup> et l'une pour ceux de plus de 75 000 m<sup>3</sup>.

**Réponse :**

Aucune distinction n'est effectuée, car ces clients font partie du même tarif (le tarif D<sub>1</sub>). Tout tarif peut contenir des clients au taux moyen. De plus, la borne de 75 000 m<sup>3</sup> n'est utilisée que pour l'attribution d'un tarif personnalisé. Lorsqu'un client obtient le statut de client personnalisé, celui-ci le conserve même si sa consommation est en dessous de 75 000 m<sup>3</sup>.

- 11.3 Veuillez reproduire la référence (iii) selon l'approche actuelle et présenter le calcul détaillé des paramètres A (7 112 103 m<sup>3</sup>/jour) et P (27 235 103 m<sup>3</sup>/jour).

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous reproduit la référence (iii) selon l'approche actuelle :

Tableau Q-11.3

## CALCUL DES PRIX D'ÉQUILIBRAGE BUDGET 2025-2026

Coûts d'équilibrage		Incluant GAC <sup>(1)</sup>							
		Avant modification		Après modification					
1	Coûts d'équilibrage se rapportant à des "besoins saisonniers" (000 \$)	164 191	93,2%	164 191	93,2%				
2	Coûts d'équilibrage se rapportant à la "flexibilité opérationnelle" (000 \$)	12 061	6,8%	12 061	6,8%				
3	Coûts totaux d'équilibrage (000 \$)	176 252	100,0%	176 252	100,0%				
Facteurs de consommation		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC	TOTAL	Note
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
4	Nombre de clients (#)	209 949	258	101	28	36	5	210 377	
5	Volumes annuels É (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	2 659	252	2 689	148	91	146	5 986	
6	A = Cons. journalière moy. annuelle (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jr)	6 943	697	7 366	576	255		15 836	
7	P = Consommation journalière de pointe (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jr)	21 578	951	10 327	11	567		33 434	
8	Somme des profils de consommation - sans plafond (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )							6 841	
9	Somme des profils de consommation - avec plafond (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )							6 840	
Calcul des prix d'équilibrage - sans plafond									
10	Taux moyen "pointe" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							2,400	<sup>(2)</sup>
11	Taux moyen "autres" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							0,207	<sup>(3)</sup>
		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC		
12	Revenus de l'équilibrage (000 \$)	141 940	2 741	31 426	(3 108)	2 868	856	176 722	<sup>(4)</sup>
13	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	5,338	1,087	1,169	(2,097)	3,149		2,952	
<b>Ajustement des taux pour la génération des revenus</b>									
Suite à la considération des prix min et du décalage entre les volumes utilisés pour le calcul des A et P et les volumes projetés.									
14	Taux moyen "pointe" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							2,368	
15	Taux moyen "autres" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							0,207	
		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC		
16	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	5,266	1,072	1,153	(2,069)	3,107	0,577		
17	Prix maximum (¢/m <sup>3</sup> )								N/A
Calcul des prix d'équilibrage - avec plafond									
18	Taux moyen "pointe" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							2,400	<sup>(5)</sup>
19	Taux moyen "autres" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							0,207	<sup>(6)</sup>
		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC		
20	Revenus de l'équilibrage (000 \$)	141 955	2 741	31 450	(3 109)	2 869	857	176 762	<sup>(7)</sup>
21	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	5,338	1,087	1,170	(2,098)	3,150		2,953	
<b>Ajustement des taux pour la génération des revenus</b>									
Suite à la considération des prix min et max et du décalage entre les volumes utilisés pour le calcul des A et P et les volumes projetés.									
22	Taux moyen "pointe" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							2,368	
23	Taux moyen "autres" (¢/m <sup>3</sup> /jr)							0,207	
		D <sub>1</sub>	D <sub>3</sub>	D <sub>4</sub>	D <sub>5</sub> volet A	D <sub>5</sub> volet B	GAC		
24	Prix moyen de l'équilibrage (¢/m <sup>3</sup> )	5,267	1,072	1,154	(2,070)	3,108	0,577		
25	Prix maximum (¢/m <sup>3</sup> )								21,521

<sup>(1)</sup> Énergir-N, Document 1, p. 1, l. 14, col. 4 + col. 5.

<sup>(2)</sup> 2,400 ¢/m<sup>3</sup> = 164,191 M\$ ÷ 6 841 Mm<sup>3</sup> x 100.

<sup>(3)</sup> 0,207 ¢/m<sup>3</sup> = 12,061 M\$ ÷ 5 840 Mm<sup>3</sup> x 100.

<sup>(4)</sup> Revenu d'équilibrage \$ = (ligne 5 x ligne 13 ÷ 100) + (ligne 12 col. 6).

<sup>(5)</sup> 2,400 ¢/m<sup>3</sup> = 164,191 M\$ ÷ 6 841 Mm<sup>3</sup> x 100.

<sup>(6)</sup> 0,207 ¢/m<sup>3</sup> = 12,061 M\$ ÷ 5 840 Mm<sup>3</sup> x 100.

<sup>(7)</sup> Revenu d'équilibrage \$ = (ligne 5 x ligne 22 ÷ 100) + (ligne 21 col. 6).

Le calcul des paramètres correspond à la somme des paramètres A et P pour les clients personnalisés. Un ajustement proportionnel est effectué pour incorporer les clients au taux moyen. La formule utilisée pour calculer le paramètre A est la suivante :

$$A_{Perso.} = \sum_{i=1}^n A_{Client\ perso.\ 1} + A_{Client\ perso.\ 2} + [\dots] + A_{Client\ perso.\ n}$$

$$A = A_{Perso.} + (A_{Perso.} / Volume_{Perso.} * Volume_{Taux\ moyen}) = 6\ 943\ 098\ m^3/jour$$

La même formule est reproduite pour calculer le paramètre P.

- 11.4 Veuillez confirmer que ce calcul est réalisé à partir des données agrégées plutôt qu'en calculant la moyenne de données individuelles.

**Réponse :**

Énergir le confirme.

- 11.5 Veuillez confirmer qu'avec la nouvelle approche, les paramètres A et P sont plutôt calculés au niveau de chaque client et qu'une moyenne de ces paramètres est ensuite calculée.

**Réponse :**

La nouvelle méthode utilise la somme des paramètres A et P propres à chaque client pour obtenir les paramètres A (7 111 824 m<sup>3</sup>) et P (27 235 308 m<sup>3</sup>) agrégés. Ces paramètres sont utilisés pour obtenir le CU moyen du tarif D<sub>1</sub> (26 %). Mathématiquement, utiliser les paramètres A et P moyens des clients au tarif D<sub>1</sub> aurait donné le même résultat : un CU de 26 %.

- 11.6 Veuillez indiquer quels auraient été les paramètres A et P s'ils avaient été calculés à partir d'une agrégation des profils plutôt qu'en faisant la moyenne des paramètres individuels.

**Réponse :**

En agrégeant les volumes des clients D<sub>1</sub>, le paramètre A demeure identique, soit 7 111 824 m<sup>3</sup>; le paramètre P diminue à 24 997 159 m<sup>3</sup>. Cette méthode sous-estime le paramètre P en diluant le profil de chaque client plutôt que de prendre en considération l'hétérogénéité des pointes propres à ceux-ci.

- 11.7 Dans la mesure où Énergir calcule des paramètres A et P au niveau individuel pour les clients de moins de 75 000 m<sup>3</sup>, veuillez commenter la possibilité d'abaisser le seuil de 75 000 m<sup>3</sup>. Veuillez élaborer sur les avantages et inconvénients d'une telle approche.

**Réponse :**

Dans le cadre du volet 2 de la phase 2B du dossier R-3867-2013 (pièce B-0696, Gaz Métro-5, Document 14, p. 14), Énergir indiquait qu'elle réévaluerait le seuil d'accès au prix personnalisé au service d'équilibrage dans le cadre de la phase 4 du dossier susmentionné, ce qu'elle compte toujours faire. Dès lors, Énergir apportera des précisions quant aux avantages et aux inconvénients de l'abaissement du seuil de 75 000 m<sup>3</sup>.

**REVENU REQUIS****Question 12:****Références:**

- (i) B-0091, p. 6
- (ii) B-0123
- (iii) B-0130, p. 9
- (iv) B-0130, p. 12
- (v) B-0132
- (vi) R-4257-2024, B-0072

**Préambule:**

(i)  
« Énergir propose d'intégrer ce CFR dans la base de tarification dès le début de l'année financière suivant la fin du Projet, soit en 2025-2026, et de l'amortir sur deux ans, comme initialement proposé.

Cette proposition repose sur le fait que ce CFR s'apparente au traitement des gains (pertes) sur la disposition d'actifs des installations générales. Ces gains (pertes) sont portés à un CFR et sont amortis sur une période d'un an. Énergir suggère cependant d'étaler sur deux ans les coûts de nettoyage de la conduite, de l'abandon des postes et de la conduite ainsi que la perte sur disposition d'actifs, afin d'amoindrir l'impact tarifaire pour sa clientèle étant donné que les sommes portées au CFR sont importantes. »

(iii)  
« b) La hausse des autres dépenses de 1,7 M\$ (3,3 %) pour la Vice-présidence 8 exécutive Québec s'explique par une révision de la provision pour mauvaises créances (0,9 M\$). L'analyse de l'historique de radiations des dernières années et de la situation économique actuelle justifie l'augmentation de la provision annuelle. »  
(Nous soulignons)

**Questions:**

12.1 Relativement à la référence (i), veuillez indiquer quel serait l'impact sur l'ajustement tarifaire en distribution (ii) d'amortir le CFR sur une période d'un an. Veuillez commenter quant aux inconvénients de procéder de cette manière.

**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 25.3 de la demande de renseignements n° 4 de la Régie, à la pièce Énergir-T, Document 2.

12.2 À la référence (iv), Énergir présente une prévision de mauvaise créance de 1,2 M\$ pour 2025 et anticipe une dépense correspondante de 2,05 M\$ pour 2026 soit une hausse de 71 %. Veuillez présenter l'historique des radiations qui justifie le budget demandé pour

2026. Veuillez de plus élaborer sur l'évolution de la situation économique entre 2025 et 2026.

**Réponse :**

La dépense pour renflouer la provision pour mauvaises créances de 1,2 M\$ pour 2024-2025 n'est pas représentative des radiations attendues pour l'année financière en cours, qui se situent plutôt autour de 2,0 M\$. La dépense annuelle incluse au 4/8 2025 est plus faible que le niveau de radiations attendues, car au début de l'année financière, Énergir avait un solde de provision pour mauvaises créances supérieur aux besoins, à cause notamment de radiations dues à la pandémie de COVID-19 inférieures aux prévisions. Ceci a permis au cours des dernières années de réduire la dépense annuelle, bien que celle-ci se situe à 1,6 M\$ en moyenne depuis les cinq dernières années.

Le contexte économique des derniers mois, marqué par une instabilité croissante, génère également des effets défavorables en matière de recouvrement de comptes à recevoir. Cette situation se traduit notamment par un nombre d'appels supérieur de nos clients sollicitant des ententes de paiement et par une hausse notable des comptes à recevoir en arriéré. Par ailleurs, certains indicateurs clés, comme les suppléments de recouvrement ainsi que le délai moyen de recouvrement, affichent une croissance marquée par rapport à l'an dernier. Dans ce contexte et en fonction de ce qui a été nommé précédemment, il devient impératif pour Énergir d'augmenter sa provision pour mauvaises créances et ainsi limiter les impacts sur les résultats financiers.

- 12.3 Relativement à la référence (iii), veuillez indiquer quel serait l'impact sur l'ajustement tarifaire en distribution (ii) d'amortir le CFR sur une période d'un an.

**Réponse :**

Parmi les références mentionnées à la question 12, Énergir n'observe pas d'autre CFR que celui mentionné à la référence (i) pour lequel l'impact de l'amortissement sur un an a déjà été fourni en réponse à la question 12.1.

- 12.4 Veuillez expliquer la baisse marquée de la redevance à la Régie de l'énergie entre 2024-2025 (vi) et 2025-2026 (v).

**Réponse :**

Pour établir la projection à inclure à la Cause tarifaire 2025-2026, Énergir utilise le taux réel en vigueur, soit 89,51 ¢/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, comme indiqué dans l'avis de redevance annuelle 2024-2025. Lors de l'établissement de la Cause tarifaire 2024-2025, le taux utilisé était celui de l'avis 2023-2024, soit 142,06 ¢/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. L'écart significatif entre ces deux taux explique la baisse observée à la redevance de la Régie. Énergir tient à rappeler que tout écart entre la charge réelle de redevance et celle prévue à la cause tarifaire est nivelé et sera récupéré ou remis à la clientèle, selon le cas.

**Paramètres de régression sur l'horizon de l'analyse (en GJ)**

Années d'apprentissage	DJ	DJ-1	Férié	Dim	Lun	Mar	Mer	Jeu	Ven	DJ x V	const_winter_year ( 'Intercept + alpha_0 x Y_n' )
2013_2014_2015	13 658,37	4 174,85	-106 722,61	27 336,87	74 417,20	77 926,35	78 802,52	81 872,88	46 160,52	88,32	207 568,69
2014_2015_2016	13 965,53	3 989,30	-99 828,19	27 678,43	72 712,14	73 536,30	76 413,49	81 775,20	45 144,17	91,26	216 886,41
2015_2016_2017	14 394,42	4 008,25	-71 596,94	29 478,06	79 247,84	79 160,60	83 372,91	80 968,80	43 382,56	95,24	223 344,28
2016_2017_2018	13 833,52	4 314,94	-73 435,89	28 966,71	76 637,91	75 245,23	79 458,23	78 013,65	42 953,88	107,61	241 825,91
2017_2018_2019	13 893,22	4 336,87	-74 783,38	27 012,87	76 439,99	74 046,08	79 201,51	74 345,67	42 034,89	113,63	250 083,12
2018_2019_2020	14 491,76	4 215,12	-78 677,03	26 538,74	72 867,12	69 806,79	73 421,17	73 171,91	41 809,39	104,52	253 898,64
2019_2020_2021	14 716,49	3 718,95	-71 664,88	26 019,81	71 699,35	66 366,28	69 773,35	71 408,35	41 277,37	116,21	243 922,74
2020_2021_2022	15 012,23	3 727,61	-68 063,44	29 958,74	74 447,32	72 316,75	73 210,71	76 159,46	43 781,04	129,63	245 835,92
2021_2022_2023	15 399,78	3 622,19	-64 696,92	29 277,90	70 712,45	70 227,87	71 786,21	76 384,78	42 518,33	117,66	251 001,64

**Valeur p des variables de régression sur l'horizon de l'analyse**

Années d'apprentissage	Constante ( 'Intercept' )	DJ	DJ-1	Férié	Dim	Lun	Mar	Mer	Jeu	Ven	DJ x V	winter_year ( 'alpha_0' )
2013_2014_2015	4,35E-43	2,07E-184	3,94E-57	7,24E-68	2,68E-12	1,74E-61	6,46E-65	1,92E-65	1,14E-69	2,80E-29	5,90E-25	2,16E-43
2014_2015_2016	5,74E-26	2,31E-178	1,20E-49	1,78E-54	1,23E-11	1,22E-55	2,08E-56	2,48E-59	5,88E-65	6,43E-26	1,03E-22	2,92E-26
2015_2016_2017	5,86E-31	3,56E-176	1,61E-48	1,76E-33	4,17E-13	8,39E-64	1,95E-64	1,23E-68	1,80E-65	2,00E-24	6,43E-21	2,77E-31
2016_2017_2018	1,06E-29	3,21E-151	5,99E-46	1,91E-31	1,87E-11	2,63E-55	4,75E-54	2,64E-59	1,16E-57	5,00E-22	1,41E-21	5,17E-30
2017_2018_2019	3,16E-16	5,71E-153	1,64E-46	2,38E-37	2,97E-10	3,62E-55	1,61E-52	6,32E-59	5,48E-54	1,17E-21	2,45E-26	1,70E-16
2018_2019_2020	5,91E-10	1,27E-156	4,61E-43	2,56E-43	2,47E-09	1,28E-48	2,32E-45	2,89E-49	4,18E-49	5,21E-20	4,20E-21	3,56E-10
2019_2020_2021	0,001220221	1,89E-163	1,04E-36	3,45E-47	4,14E-10	9,09E-53	5,45E-47	1,92E-50	5,01E-52	8,64E-22	5,35E-26	0,001650571
2020_2021_2022	0,003114268	1,10E-165	9,11E-37	1,28E-39	1,95E-11	5,29E-51	1,00E-48	2,41E-49	3,30E-52	1,93E-21	4,85E-24	0,002377152
2021_2022_2023	2,84E-11	5,25E-175	8,74E-37	7,53E-42	1,51E-12	3,15E-53	1,53E-52	4,54E-54	1,94E-59	2,12E-23	4,89E-25	1,59E-11