

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
PRÉVISION DES LIVRAISONS

HORIZON 2025 - 2028

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES	3
INTRODUCTION	4
1 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	5
1.1 Hypothèses économiques	5
1.2 Hypothèses énergétiques	5
2 SITUATION CONCURRENTIELLE	10
2.1 Marché des grandes entreprises	12
2.2 Marché des petit et moyen débits	13
2.3 Marché résidentiel	14
2.4 Marché affaires	18
3 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2023-2024)	21
3.1 Livraisons 2023-2024 pour le marché des grandes entreprises	21
3.2 Livraisons 2023-2024 pour le marché des petit et moyen débits	23
3.3 Nombre de clients anticipés 4/8 2023-2024 et CT 2024-2025	25
4 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2024-2028	27
4.1 Scénario de base 2025-2028	27
4.1.1 Livraisons 2025-2028 pour le marché des grandes entreprises	27
4.1.2 Livraisons 2025-2028 pour le marché des petit et moyen débits	31
4.1.3 Livraisons globales (scénario de base)	37
4.2 Scénario haut	38
4.3 Scénario bas	41
4.4 Comparaison des plans d'approvisionnement 2025-2028 et 2024-2027	43
4.5 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu	45
4.6 Suivi de décisions	45
4.7 Gaz de source renouvelable (GSR)	46
4.7.1 Modèle de prévision de la demande volontaire totale de GSR	46
CONCLUSION	49
Annexe 1 :	Comparaison des prévisions des ventes annuelles avec les données réelles Comparaison des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles
Annexe 2 :	Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu
Annexe 3 :	Suivi des projets de développement (<i>déposée sous pli confidentiel</i>)
Annexe 4 :	Volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES

Dawn	Point situé dans le sud de l'Ontario
« Futures » contrat à terme	Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité (molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10^9 joules
PIB	Produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec

INTRODUCTION

1 Le plan d'approvisionnement couvrant les années 2024-2025 à 2027-2028 est préparé par
2 Énergir, s.e.c. (Énergir) en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*
3 *d'approvisionnement* (Règlement) (c. R-6.01, r. 8).

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal au niveau de la
5 prévision de la demande. Elle expliquera le contexte économique et énergétique dans lequel
6 Énergir prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation
7 concurrentielle qui en découlera. Énergir commentera les écarts dans les prévisions de livraison
8 pour l'année en cours, soit la différence entre la prévision établie lors de la Cause tarifaire
9 2023-2024 et celle établie lors de l'exercice budgétaire 4/8 2023-2024 (4 mois réels / 8 mois
10 projetés) utilisée comme point de départ pour la présente cause tarifaire.

11 Considérant les différentes hypothèses et la prévision 4/8 pour l'année en cours, Énergir
12 exposera par la suite la prévision de la demande, par type de clientèle, pour les années
13 2024-2025 à 2027-2028.

14 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, la demande de la
15 clientèle pour les années 2024-2025 à 2027-2028 se présente comme suit :

Tableau 1
Demande avant interruptions (scénario de base)
2024-2025 à 2027-2028

Catégorie de clientèle	2024-2025 (10 ⁶ m ³)	2025-2026 (10 ⁶ m ³)	2026-2027 (10 ⁶ m ³)	2027-2028 (10 ⁶ m ³)
Grandes entreprises	3 191,9	3 211,9	3 334,2	3 420,7
Petit et moyen débits	2 888,6	2 849,0	2 796,0	2 749,2
TOTAL	6 080,4	6 060,9	6 130,2	6 169,9

1 CONTEXTE ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

1.1 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

- 1 Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan
2 d'approvisionnement.

Tableau 2
Hypothèses économiques

	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028
Croissance du PIB québécois (%)	1,38 %	1,84 %	1,75 %	1,75 %
Taux d'inflation québécois (%)	2,10 %	2,02 %	2,02 %	2,02 %
Taux de change (\$US / \$CAN)	0,74	0,75	0,75	0,75

Sources des prévisions :

PIB Québec 2024-2025

Moyenne de prévisions :
Desjardins (janv. 2024)
Conference Board du Canada (nov. 2023)
Banque Nationale (janv. 2023)
BMO (janv. 2024)
Banque Royale (déc. 2023)
Banque Scotia (déc.2023)

PIB Québec 2025-2026 à 2027-2028

Moyenne de prévisions :
Desjardins (janv. 2024)
Conference Board du Canada (nov. 2023)

Inflation Québec 2024-2025

Moyenne de prévisions :
Desjardins (janv. 2024)
Conference Board du Canada (nov. 2023)
Banque Nationale (janv. 2023)
BMO (janv. 2024)
Banque Royale (déc. 2023)
Banque Scotia (déc.2023)

Inflation Québec 2024-2025 à 2026-2027

Moyenne de prévisions :
Desjardins (janv. 2024)
Conference Board du Canada (nov. 2023)

Taux de change 2024-2025 à 2027-2028

TD Securities – valeur des *Futures*, le 16 janvier 2024.

1.2 HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES

Gaz naturel

- 3 Le tableau 3 présente le prix des *Futures* offert sur le marché financier pour les périodes
4 couvertes par le plan d'approvisionnement. Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées
5 au tableau 4. Énergir a utilisé le prix des *Futures* sur le marché financier pour déterminer ses
6 hypothèses quant au prix du gaz naturel.

Tableau 3
Marché financier – Moyenne au 16 janvier 2024
Prix du gaz naturel

	2023-2024 (\$CAN/GJ)	2024-2025 (\$CAN/GJ)	2025-2026 (\$CAN/GJ)	2026-2027 (\$CAN/GJ)	2027-2028 (\$CAN/GJ)
AECO	2,24	2,95	3,47	3,47	3,46
Empress	2,41	3,16	3,72	3,68	3,65
Dawn	3,34	4,00	4,49	4,58	4,53
Nymex - Henry Hub	3,49	4,44	4,86	4,87	4,82

Source : TD Securities.

Tableau 4
Hypothèses retenues

	octobre (\$CAN/GJ)	nov.- mars (\$CAN/GJ)	avr.-sept. (\$CAN/GJ)	année (\$CAN/GJ)
2023-2024				
Prix à Empress	2,27	2,89	2,04	2,41
Prix à Dawn	2,88	3,71	3,11	3,34
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,55	3,03	3,30	3,21
2024-2025				
Prix à Empress	2,31	3,41	3,10	3,16
Prix à Dawn	3,04	4,34	3,88	4,00
Prix du service de fourniture de gaz naturel	3,30	4,08	4,46	4,20
2025-2026				
Prix à Empress	3,39	4,20	3,38	3,72
Prix à Dawn	4,11	5,00	4,13	4,49
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,42	4,63	4,76	4,67
2026-2027				
Prix à Empress	3,63	4,30	3,18	3,68
Prix à Dawn	4,35	5,23	4,08	4,58
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,67	4,80	4,82	4,80
2027-2028				
Prix à Empress	3,50	4,23	3,20	3,65
Prix à Dawn	4,30	5,19	4,02	4,53
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,72	4,80	4,75	4,77

Source : TD Securities.

1 Le choix du prix des contrats d'échange comme base pour établir le prix du service de fourniture
 2 de gaz naturel est justifié par le fait que cet élément constitue le principal intrant dans le calcul de
 3 ce prix. Il est à noter que le prix du service de fourniture diffère du prix à Dawn selon le point de
 4 référence, en raison de l'écart de coût cumulé associé au calcul du tarif de fourniture.

Prix du pétrole et produits pétroliers

5 Le tableau 5 présente les prix *Futures* offerts sur le marché financier pour le pétrole au cours des
 6 périodes couvertes par le plan d'approvisionnement.

Tableau 5
Marché financier – moyenne en date du 16 janvier 2024
Prix du pétrole

	2023-2024 (\$US/baril)	2024-2025 (\$US/baril)	2025-2026 (\$US/baril)	2026-2027 (\$US/baril)	2027-2028 (\$US/baril)
Brent	78,97	74,54	71,94	70,25	69,26

Source : TD Securities.

7 Les hypothèses retenues par Énergir sont présentées au tableau 6. La même méthodologie que
 8 pour le gaz naturel a été utilisée, soit le prix des *Futures* offerts sur le marché financier.

Tableau 6
Hypothèses retenues

2023-2024	
Prix du Brent (\$US/baril)	78,97
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	101,05
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,24
2024-2025	
Prix du Brent (\$US/baril)	74,54
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	94,51
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,15
2025-2026	
Prix du Brent (\$US/baril)	71,94
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	91,02
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,11
2026-2027	
Prix du Brent (\$US/baril)	70,25
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	88,46
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,11
2027-2028	
Prix du Brent (\$US/baril)	69,26
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	86,77
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	1,06

Source : TD Securities.

Tarifs d'électricité

- 1 Énergir utilise l'hypothèse que les tarifs d'électricité en vigueur au 1^{er} avril 2023 augmenteront de
- 2 3 % au marché résidentiel et de 5,1 % au marché affaires au 1^{er} avril 2024. Par la suite, les prix
- 3 seront majorés de l'inflation au 1^{er} avril de chaque année, de 2025 à 2028, sauf pour le marché
- 4 résidentiel lorsque l'inflation est trop importante, puisque les tarifs résidentiels sont majorés au
- 5 maximum de 3 %.

2 SITUATION CONCURRENTIELLE

1 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation d'une
2 solution au gaz naturel – 100 % gaz naturel, représentatif des clients existants ou biénergie-GSR,
3 représentatif de l'option privilégiée pour les nouveaux raccordements dans le bâtiment – par
4 rapport à celle d'autres solutions au gaz naturel – biénergie, représentatif des clients existants ou
5 100 % GSR, représentatif des nouveaux raccordements dans le bâtiment – du mazout lourd ou
6 de l'électricité, selon certains segments clés de la clientèle d'Énergir¹. Toutefois, les coûts
7 d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements, ainsi que les taxes ne sont pas inclus
8 dans ce calcul. La situation concurrentielle de la solution au gaz naturel par rapport à la solution
9 alternative est obtenue en calculant le ratio du coût annuel de cette solution alternative sur le coût
10 annuel de la solution au gaz naturel, multiplié par 100. Un ratio inférieur à 100 indique une
11 situation concurrentielle favorable de la solution alternative, alors qu'à l'inverse, un ratio supérieur
12 à 100 illustre une situation concurrentielle défavorable de la solution alternative.

13 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2025-2028 sont
14 établies à partir des prévisions de prix de la section 1 (Contexte économique et énergétique) du
15 présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'équilibrage utilisés pour l'ensemble
16 du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur. Dans sa décision D-2022-123, paragr. 69,
17 la Régie de l'énergie (Régie) retenait la recommandation de la FCEI à l'effet d'inclure la
18 contribution au verdissement du réseau gazier dans le calcul de la situation concurrentielle. Cette
19 composante de la facture de gaz naturel sera dorénavant incluse au calcul de la situation
20 concurrentielle, en utilisant le tarif en vigueur et non le tarif prospectif. Pour 2023-2024, le tarif de
21 verdissement étant nul, il n'a donc pas d'impact sur la situation concurrentielle du gaz naturel.

22 Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du
23 SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par *ClearBlue*
24 *Markets* en février 2024. À cette prévision de prix des droits d'émission sont ajoutés des coûts
25 d'ajustement estimés par la différence entre les taux du SPEDE effectifs depuis janvier 2023 et
26 le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2022 à novembre 2023.

¹ Les factures du mazout léger dans le marché affaires ne sont plus présentées, car elles ne sont plus représentatives.

- 1 Le pourcentage que représentent ces coûts d'ajustement par rapport au prix moyen des cinq
 2 ventes aux enchères pour le gaz naturel est appliqué sur le prix moyen du mazout lourd de
 3 janvier 2023 à décembre 2024, issu du prix moyen des cinq dernières ventes aux enchères. Les
 4 coûts d'ajustement pour le mazout lourd sont ajoutés aux prévisions annuelles des taux de
 5 SPEDE.
- 6 Les tableaux 7 et 8 montrent les prix utilisés.

Tableau 7
Projection des prix des droits d'émission
de 2025 à 2028

Année civile	(\$US/T CO ₂)	Taux de change	(\$CAN/T CO ₂)
2025	████	████	████
2026	████	████	████
2027	████	████	████
2028	████	████	████

Tableau 8
Projection des taux du SPEDE
par source d'énergie de 2025 à 2028

Année civile	Gaz naturel	Mazout n° 2	Mazout n° 6
	(¢can/m ³)	(¢can/l)	(¢can/l)
2025	14,22	20,24	23,28
2026	15,72	22,37	25,74
2027	16,71	23,77	27,35
2028	18,22	25,93	29,83

- 7 Pour chacun des cas types présentés, le coût du gaz naturel est établi en tenant compte de
 8 l'ensemble des composantes de la facture totale avant taxes. Il est à noter que d'autres
 9 modifications à la structure tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation
 10 concurrentielle présentée. Ce coût est ensuite comparé au coût d'une consommation équivalente
 11 pour les énergies alternatives, en tenant compte du pouvoir calorifique et de l'efficacité
 12 énergétique propre à chacune des sources d'énergie selon le marché considéré. Les
 13 caractéristiques spécifiques de chacun des cas types sont précisées ci-après.

2.1 MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES

1 Les cas types présentés au tableau 9 pour le marché des grandes entreprises sont établis en
 2 fonction des projections de prix de la fourniture de gaz naturel et du mazout n° 6 à 1 % de soufre
 3 présentées au tableau 6. La conversion vers le mazout est faite en considérant une efficacité
 4 énergétique de gaz naturel de 80 %, et de 75 % pour le mazout lourd. Énergir émet l'hypothèse
 5 que le prix du mazout doit être majoré d'environ 1,00 \$/baril afin d'inclure les coûts du transport
 6 pour que le mazout soit acheminé au client, puisque dans la composition du prix du gaz naturel,
 7 le coût du transport est inclus. La position concurrentielle au palier 4.6 correspond à une
 8 consommation annuelle de 5,5 10⁶m³ et celle au palier 4.7 réfère à une consommation annuelle
 9 de 20,0 10⁶m³. Pour les paliers 5.5 et 5.7, les consommations annuelles sont respectivement de
 10 1,5 10⁶m³ et de 7,0 10⁶m³. Avec de telles consommations, seul le cas type au palier 4.7 n'inclut
 11 pas le prix du SPEDE étant donné qu'en consommant de tels volumes, le client est
 12 un « émetteur » au sens du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de*
 13 *droits d'émission de gaz à effet de serre* et, par le fait même, ne serait pas soumis à la
 14 composante du SPEDE sur sa facture de gaz naturel. Les profils mensuels de consommation des
 15 cas types sont établis selon les profils mensuels moyens des clients qui consomment à ces tarifs.

Tableau 9

Situation concurrentielle projetée de 2024-2025 à 2027-2028
Marché grandes entreprises
(Gaz naturel = 100)

Palier tarifaire		Service continu		Service interruptible	
		4.6	4.7	5.5	5.7
2024-2025	Mazout n° 6 (1 % soufre)	198	235	208	211
2025-2026	Mazout n° 6 (1 % soufre)	183	209	190	194
2026-2027	Mazout n° 6 (1 % soufre)	176	198	182	187
2027-2028	Mazout n° 6 (1 % soufre)	173	194	179	183

16 Pour les quatre années du plan d'approvisionnement, le gaz naturel devrait maintenir une
 17 situation concurrentielle favorable. Au cours de cette période, le mazout n° 6 devrait afficher un
 18 coût de 73 % à 135 % supérieur à celui du gaz naturel.

1 L'écart de prix moyen projeté entre le mazout n° 6 et le gaz naturel pour les contrats à court terme
 2 est présenté au tableau 10. L'écart entre les prix est déterminé selon l'hypothèse de
 3 consommation hors hiver afin de refléter la consommation de gaz d'appoint concurrence. Ainsi,
 4 le gaz naturel devrait bénéficier d'un écart favorable allant de 14,87 \$/GJ en 2024-2025 à
 5 13,50 \$/GJ en 2027-2028.

Tableau 10

Écarts de prix moyen projeté de 2024-2025 à 2027-2028
Marché grandes entreprises – Contrats à court terme

Écart positif favorable gaz naturel	2024-2025 (\$/GJ)	2025-2026 (\$/GJ)	2026-2027 (\$/GJ)	2027-2028 (\$/GJ)
Mazout n° 6 vs gaz naturel	14,87	13,93	13,50	13,50

2.2 MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

6 Les cas types présentés aux tableaux 11 à 14 pour les clients du marché des petit et moyen
 7 débits sont établis en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Les factures
 8 calculées représentent la facture énergétique totale (incluant la base électrique). Le tableau 11
 9 (marché résidentiel) compare les factures annuelles énergétiques de gaz naturel par rapport aux
 10 alternatives de biénergie et d'électricité en faisant la distinction selon l'efficacité de l'appareil
 11 électrique. Le tableau 12 présente le tableau 2 de la pièce B-0333, Énergir-U, Document 1 du
 12 dossier R-4213-2022 avec les hypothèses mises à jour, comme demandé par la Régie au
 13 paragr. 101 de sa décision D-2024-007. Le tableau 13 (marché affaires) a été modifié pour tenir
 14 compte de la biénergie. Le mazout léger n'apparaît plus dans le nouveau tableau, car il n'est plus
 15 représentatif du marché actuel. Par conséquent, la situation concurrentielle du gaz naturel par
 16 rapport au mazout a été retirée et la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport à la
 17 biénergie a été ajoutée. La distinction selon l'efficacité de l'appareil électrique a été prise en
 18 compte pour les situations du gaz naturel par rapport à l'électricité et à la biénergie. De plus, les
 19 cas types ont été remplacés par ceux présentés dans le cadre du dossier de la biénergie
 20 (R-4169-2021), à la pièce B-0180, HQD-E-8, Document 1, ainsi que deux cas types demandés
 21 dans la décision D-2023-014². Le tableau 14 présente le tableau 3 de la pièce B-0333 du

² D-2023-014, paragr. 16 : Le cas type commercial du tarif G9 n'est pas présenté ici, car il n'est pas représentatif de la clientèle.

1 dossier R-4213-2022 avec les hypothèses mises à jour, comme demandé par la Régie au
2 paragr. 101 de sa décision D-2024-007.

2.3 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

3 Au tableau 11, pour les cas types du marché résidentiel, les efficacités énergétiques des
4 appareils de chauffage suivantes sont considérées : 85 % au gaz naturel, 100 % pour l'électricité
5 lorsque l'équipement est standard et 250 % lorsque l'équipement est efficace. Dans le cas d'une
6 facture électrique efficace, le client a une combinaison d'équipement électrique standard et
7 efficace, donc l'efficacité globale du système reflète la combinaison de leur efficacité. Les mêmes
8 hypothèses ont été retenues pour le tableau 12, à l'exception de l'efficacité de l'appareil au gaz
9 naturel qui passe à 92 %, reflétant l'efficacité d'un équipement à condensation désormais requis
10 lors de l'installation de nouveaux appareils selon la réglementation en vigueur.

Tableau 11

Situation concurrentielle projetée de 2024-2025 à 2027-2028
Marché résidentiel (chauffage)
(Gaz naturel = 100)

	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
<i>Volume annuel</i>	<i>1 010 m³</i>	<i>1 955 m³</i>	<i>2 914 m³</i>	<i>7 897 m³</i>	<i>15 000 m³</i>
2024-2025					
Électricité efficace	65	74	78	S.O.	S.O.
Électricité standard	80	97	104	95	145
Biénergie efficace	76	72	68	S.O.	S.O.
Biénergie standard	84	81	79	78	79
2025-2026					
Électricité efficace	64	73	77	S.O.	S.O.
Électricité standard	79	95	102	93	141
Biénergie efficace	76	71	67	S.O.	S.O.
Biénergie standard	82	79	77	77	76
2026-2027					
Électricité efficace	64	73	76	S.O.	S.O.
Électricité standard	79	95	102	93	139
Biénergie efficace	75	70	67	S.O.	S.O.
Biénergie standard	82	79	77	76	76
2027-2028					
Électricité efficace	64	73	76	S.O.	S.O.
Électricité standard	79	94	101	92	138
Biénergie efficace	75	70	67	S.O.	S.O.
Biénergie standard	82	79	77	76	75

1 De 2024-2025 à 2027-2028, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement
2 défavorable du gaz naturel par rapport aux autres sources d'énergie. Seuls quelques cas types
3 ont une position concurrentielle favorable face à l'électricité standard. Concernant la biénergie, la
4 facture est toujours plus avantageuse par rapport à la facture du gaz naturel et de l'électricité (à
5 l'exception de la facture électrique pour l'UDT de petite taille).

6 Considérant l'installation d'appareils standards, la facture biénergie est de 16 % à 25 % moins
7 chère que la facture de gaz naturel, alors que pour l'électricité, la facture peut être jusqu'à 21 %
8 moins chère que la facture de gaz naturel dans certains cas, mais peut également représenter
9 un surcoût de 45 % par rapport à la facture de gaz naturel dans d'autres cas.

10 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture biénergie est de 24 % à 33 % moins
11 chère que la facture de gaz naturel, alors que pour l'électricité, la facture est de 22 % à 36 %
12 moins chère que la facture de gaz naturel.

Tableau 12

Situation concurrentielle projetée de 2024-2025 à 2027-2028
Marché résidentiel (chauffage)
(Biénergie-GSR = 100)

	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille	Taille moyenne	Grande taille	6 unités	13 unités
<i>Volume annuel</i>	<i>1 010 m³</i>	<i>1 955 m³</i>	<i>2 914 m³</i>	<i>7 897 m³</i>	<i>15 000 m³</i>
2024-2025					
Électricité efficace	79	94	136	S.O.	S.O.
Électricité standard	93	114	124	114	170
100 % GSR efficace	155	167	175	S.O.	S.O.
100 % GSR standard	146	155	161	162	178
2025-2026					
Électricité efficace	79	94	137	S.O.	S.O.
Électricité standard	93	114	124	114	171
100 % GSR efficace	154	166	175	S.O.	S.O.
100 % GSR standard	146	154	160	161	177
2026-2027					
Électricité efficace	80	95	137	S.O.	S.O.
Électricité standard	94	115	125	114	171
100 % GSR efficace	155	166	175	S.O.	S.O.
100 % GSR standard	146	154	160	161	177
2027-2028					
Électricité efficace	80	95	137	S.O.	S.O.
Électricité standard	94	115	125	114	171
100 % GSR efficace	155	167	175	S.O.	S.O.
100 % GSR standard	146	154	160	161	177

- 1 De 2024-2025 à 2027-2028, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement
- 2 favorable de la biénergie-GSR par rapport aux autres sources d'énergie. Seuls quelques cas
- 3 types ont une position concurrentielle défavorable face à l'électricité.

1 Considérant l'installation d'appareils standards, la facture électrique peut être 7 % moins chère
2 que la facture de biénergie-GSR, mais également représenter un surcoût de 71 %. La facture
3 100 % GSR est de 46 % à 78 % plus chère que la facture de biénergie-GSR.

4 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture électrique peut être 21 % moins chère
5 que la facture de biénergie-GSR, mais également représenter un surcoût de 37 %. La facture
6 100 % GSR est de 54 % à 75 % plus chère que la facture de biénergie-GSR.

2.4 MARCHÉ AFFAIRES

Aux tableaux 13 et 14, pour les cas types du marché affaires, les efficacités énergétiques des appareils de chauffage suivantes sont considérées : 85 % au gaz naturel, 100 % pour l'électricité lorsque l'équipement est standard et 250 % lorsque l'équipement est efficace.

Tableau 13
Situation concurrentielle projetée de 2024-2025 à 2027-2028
Marché affaires
(Gaz naturel = 100)

	Petit commerce/ Dépanneur	Petit commerce de détail	Bureau commercial	École primaire	Bureau institutionnel	Hôpital	École secondaire
<i>Volume annuel</i>	<i>1 497 m³</i>	<i>5 209 m³</i>	<i>10 812 m³</i>	<i>49 963 m³</i>	<i>76 018 m³</i>	<i>213 222 m³</i>	<i>331 342 m³</i>
2024-2025							
Électricité efficace	89	101	156	224	138	137	129
Électricité standard	109	123	185	274	161	151	149
Biénergie efficace	87	87	88	76	87	90	88
Biénergie standard	97	97	100	110	106	105	106
2025-2026							
Électricité efficace	88	99	154	218	136	134	127
Électricité standard	107	122	183	266	159	149	146
Biénergie efficace	86	86	87	75	86	89	87
Biénergie standard	96	96	99	107	104	103	105
2026-2027							
Électricité efficace	88	99	153	215	135	133	126
Électricité standard	107	121	182	263	158	148	145
Biénergie efficace	85	85	86	74	85	88	86
Biénergie standard	95	96	98	106	103	102	104
2027-2028							
Électricité efficace	88	98	153	214	134	133	125
Électricité standard	107	121	181	261	157	147	145
Biénergie efficace	85	85	86	74	85	88	86
Biénergie standard	95	95	98	106	103	102	104

1 De 2024-2025 à 2027-2028, pour l'installation d'appareils standards, Énergir anticipe que la
2 facture biénergie peut être jusqu'à 5 % moins chère que la facture de gaz naturel dans certains
3 cas, mais peut également représenter un surcoût de 10 % par rapport à la facture de gaz naturel
4 dans d'autres cas, alors que pour l'électricité, la facture est de 7 % à 174 % plus chère que la
5 facture de gaz naturel.

6 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture biénergie est de 10 % à 26 % moins
7 chère que la facture de gaz naturel, alors que pour l'électricité, la facture peut être jusqu'à 12 %

- 1 moins chère que la facture de gaz naturel dans certains cas, mais peut également représenter
 2 un surcoût de 124 % par rapport à la facture de gaz naturel dans d'autres cas.

Tableau 14
Situation concurrentielle projetée de 2024-2025 à 2027-2028
Marché affaires (chauffage)
(Biénergie-GSR = 100)

	Petit commerce/ Dépanneur	Petit commerce de détail	Bureau commercial	École primaire	Bureau institutionnel	Hôpital	École secondaire
<i>Volume annuel</i>	1 497 m ³	5 209 m ³	10 812 m ³	49 963 m ³	76 018 m ³	213 222 m ³	331 342 m ³
2024-2025							
Électricité efficace	93	104	165	238	144	135	130
Électricité standard	106	119	177	225	145	135	131
100% GSR efficace	134	133	131	167	136	132	137
100% GSR standard	125	124	119	129	117	119	119
2025-2026							
Électricité efficace	94	104	166	239	144	136	130
Électricité standard	106	119	178	225	145	135	131
100% GSR efficace	134	133	131	167	136	132	137
100% GSR standard	125	124	118	128	117	119	119
2026-2027							
Électricité efficace	94	104	166	240	144	136	130
Électricité standard	106	119	178	225	145	135	131
100% GSR efficace	134	133	131	167	136	132	136
100% GSR standard	125	124	118	128	117	119	119
2027-2028							
Électricité efficace	94	105	166	240	144	136	130
Électricité standard	106	119	178	226	145	135	131
100% GSR efficace	134	133	131	167	136	132	136
100% GSR standard	125	124	118	128	117	119	119

- 3 De 2024-2025 à 2027-2028, pour l'installation d'appareils standards, Énergir anticipe que la
 4 facture 100 % GSR est de 17 % à 29 % plus chère que la facture de biénergie-GSR, alors que
 5 pour l'électricité, la facture est de 6 % à 126 % plus chère que la facture de biénergie-GSR.
- 6 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture 100 % GSR est de 31 % à 67 % plus
 7 chère que la facture de biénergie-GSR, alors que pour l'électricité, la facture peut être jusqu'à

1 7 % moins chère que la facture de biénergie-GSR dans certains cas, mais peut également
2 représenter un surcoût de 140 % par rapport à la facture de biénergie-GSR dans d'autres cas.

3 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2023-2024)

3 Dans la Cause tarifaire 2023-2024, les prévisions pour l'année 2023-2024 avaient été évaluées
4 plusieurs mois avant le début de l'année financière, à partir des hypothèses économiques et des
5 informations disponibles sur les différents marchés. La présente section explique les écarts entre
6 les volumes prévus lors de la Cause tarifaire 2023-2024³ dans le scénario de base et la plus
7 récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la révision 4/8 2023-2024.

3.1 LIVRAISONS 2023-2024 POUR LE MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES

8 Le tableau 15 présente l'écart entre la prévision des livraisons annuelles pour le scénario de base
9 établie au moment de la Cause tarifaire 2023-2024 (3 152,4 10⁶m³) et la révision volumétrique
10 4/8 2023-2024 (3 226,8 10⁶m³). Les volumes associés aux différentes catégories représentent
11 une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

³ R-4213-2022, B-0052, Énergir-H, Document 2.

Tableau 15

**Écarts de livraisons au marché grandes entreprises
Cause tarifaire 2023-2024 vs Révision volumétrique 4/8 2023-2024**

DESCRIPTION		Prévision CT 2023-2024 (10 ⁶ m ³)	Révision 4/8 2023-2024 (10 ⁶ m ³)
1	Livraisons au 30 septembre 2023 (après interruptions)	* 3 168,4	** 3 184,8
2	Interruptions	4,8	1,7
3	Continu D ₄	-	-
4	Interruptible D ₅	4,8	1,7
5	Livraisons au 30 septembre 2023 (avant interruptions)	3 173,2	3 186,5
6	Pertes liées à l'efficacité énergétique	(30,8)	(36,7)
7	Continu D ₄	(25,7)	(26,8)
8	Interruptible D ₅	(5,1)	(9,9)
9	Gains (pertes) face à la concurrence	(1,6)	4,7
10	Continu D ₄	-	0,7
11	Interruptible D ₅	(1,6)	4,0
12	Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-	(2,7)
13	Continu D ₄	-	0,7
14	Interruptible D ₅	-	(3,4)
15	Fluctuations de production	2,2	45,6
16	Continu D ₄	10,3	58,0
17	Interruptible D ₅	(8,0)	(12,4)
18	Migration des clients entre les tarifs D1, D3, et D4, D5	(1,0)	8,7
19	Continu D ₄	(1,0)	8,7
20	Interruptible D ₅	-	-
21	Nouvelles ventes	3,1	1,1
22	Continu D ₄	3,1	1,1
23	Interruptible D ₅	-	-
24	Gaz d'appoint concurrence	(2,0)	9,3
25	Continu D ₄	-	-
26	Interruptible D ₅	(2,0)	9,3
27	Impact du 29 février	9,3	10,2
28	Continu D ₄	8,3	8,9
29	Interruptible D ₅	1,1	1,3
30	Livraisons anticipées au 30 septembre 2024 (avant interruptions)	3 152,4	3 226,8
31	Interruptions nettes	(4,4)	(2,0)
32	Continu D ₄	-	-
33	Interruptible D ₅	(4,4)	(2,0)
34	Livraisons anticipées au 30 septembre 2024 (après interruptions)	3 148,1	3 224,7

Note : L'addition des volumes peut occasionner des écarts en raison des arrondis.

* Livraisons anticipées au 30 septembre 2023, révision budgétaire 4/8 2022-2023 (R-4213-2022, B-0052, Énergir-H, Document 2, p. 18, tableau 13, ligne 34.

** Livraisons réelles 2022-2023 (R-4242-2023, B-0051, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 24, colonne 5) et incluant les volumes de GNL.

1 Au 30 septembre 2023, les livraisons réelles avant interruptions sont supérieures de 13,3 10⁶m³
2 à celles prévues lors de la Cause tarifaire 2023-2024. Au 30 septembre 2024, les livraisons
3 prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique 4/8 2023-2024 sont supérieures de
4 74,4 10⁶m³ (3 152,4 10⁶m³) par rapport aux livraisons établies dans le cadre de la Cause tarifaire
5 2023-2024 (3 226,8 10⁶m³).

6 En 2023-2024, les prévisions offrent des variations significatives en comparaison à la prévision
7 de la Cause tarifaire 2023-2024. En ce qui a trait aux fluctuations de production, le tarif D₄ a connu
8 une augmentation lors de la révision volumétrique 4/8 2023-2024, principalement en lien avec un
9 client du secteur de la métallurgie. D'autre part, la demande en hausse pour le gaz d'appoint
10 concurrence est principalement justifiée par l'ajout d'un client du secteur de la construction. Par
11 ailleurs, la migration d'un client du secteur alimentaire au tarif D₄ explique principalement une
12 hausse de consommation de 8,7 10⁶m³.

13 L'historique comparatif des livraisons globales et de la journée de pointe entre les prévisions et
14 le réel observé est présenté à l'annexe 1⁴.

3.2 LIVRAISONS 2023-2024 POUR LE MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS

15 Le tableau 16 présente l'écart entre la prévision de la demande annuelle pour le scénario de base
16 établie au moment de la Cause tarifaire 2023-2024 (2 991,8 10⁶m³) et la révision 4/8 2023-2024
17 (2 967,0 10⁶m³). La résultante de chacun des exercices est présentée à la ligne 10. Les volumes
18 associés aux différentes catégories représentent une variation par rapport aux volumes de
19 l'année précédente.

⁴Il est à noter que des ajustements ont été apportés à l'annexe 1, page 4, aux lignes 16 à 18 de la colonne 9, portant sur la variation des paramètres de la demande de la clientèle continue pour l'année 2022.

Tableau 16

**Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits
Cause tarifaire 2023-2024 vs révision volumétrique 4/8 2023-2024**

	DESCRIPTION	Prévision CT 2023-2024 (10 ⁶ m ³)	Révision 4/8 2023-2024 (10 ⁶ m ³)
1	Livraisons au 30 septembre 2023	3 023,8 *	3 002,0 **
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,5)	(20,4)
3	Économies d'énergie hors programmes	(8,8)	(8,7)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(19,7)	(3,8)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(62,2)	(26,5)
6	Normale climatique	(3,3)	5,5
7	Impact du 29 février	3,0	3,0
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	7,4	(12,9)
9	Maturation des nouvelles ventes	72,1	28,7
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2024	2 991,8	2 967,0

* R-4213-2022, pièce B-0052, Énergir-H, Document 2, p. 20, tableau 14, ligne 10.

** R-4242-2023, pièce B-0051, Énergir-9, Document 1, p. 1, colonne 5, ligne 5.

1 Pour l'année 2023-2024, une baisse de la demande de 24,9 10⁶m³ (2 991,8 10⁶m³ vs
2 2 967,0 10⁶m³) est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la
3 Cause tarifaire 2023-2024. Comme présenté au tableau 14, cette baisse des livraisons est
4 expliquée en grande partie par le solde de départ (ligne 1). Effectivement, les livraisons réelles
5 de 2022-2023 ont été de 21,8 10⁶m³ (3 023,8 10⁶m³ vs 3 002,0 10⁶m³) moins élevées que la
6 prévision pour l'année 2022-2023 de la Cause tarifaire 2023-2024. Cet écart s'explique
7 principalement par le ralentissement économique observé en 2022-2023, qui a été plus marqué
8 qu'anticipé. De plus, les estimations lors de la Cause tarifaire 2023-2024 anticipaient que certains
9 clients VGE aux tarifs D₄ et D₅ migreraient vers les tarifs D₁ et D₃. C'est désormais une perte de
10 volumes du marché des petit et moyen débits vers les tarifs D₄ et D₅ qui est anticipée dans la
11 révision 4/8 2023-2024.

12 La forte maturation des nouvelles ventes observée en 2021-2022 et 2022-2023 vient réduire le
13 potentiel de volume de maturation des nouvelles ventes en 2024, ce qui limitera la croissance de
14 volumes en 2023-2024 du marché des petit et moyen débits (ligne 9). Cette croissance limitée
15 est largement influencée par le ralentissement, en nombre et en volume, des nouvelles ventes

1 en 2022 et 2023. Le taux d'inflation élevé, les mesures monétaires qui suscitent que les taux
2 d'intérêt augmentent, la pénurie de main-d'œuvre, le ralentissement des investissements et un
3 taux d'endettement des ménages et des entreprises en hausse observée à la fin de 2022 et tout
4 au long de 2023, ont contribué au ralentissement du secteur de la construction et à l'augmentation
5 des pressions du marché immobilier sur les ménages et les entreprises. En particulier, les mises
6 en chantier ont décliné de façon importante, par exemple, celles de logements dans les centres
7 urbains au Québec ont diminué de plus de 33 % en 2023 comparativement au niveau de 2022⁵.

8 En plus de ces dynamiques, l'entrée en vigueur du *Règlement sur les émissions de gaz à effet*
9 *de serre des nouveaux bâtiments* à Montréal, visant à interdire les appareils de chauffage
10 émettant des GES attribuables à la combustion dans les nouveaux bâtiments, et la nouvelle
11 politique approuvée d'Énergir où tout nouveau raccordement à partir du printemps 2024 sera
12 100 % renouvelable, pèseront encore sur le potentiel de croissance et de maturation de nouvelles
13 ventes.

14 Ces variations des livraisons à la baisse sont en partie contrebalancées par la variable *Pertes et*
15 *variations liées à la conjoncture/structure économique* (ligne 5) dont l'impact négatif est moins
16 accru que celui anticipé lors de Cause tarifaire 2023-2024 (-62,2 10⁶m³ vs -26,5 10⁶m³).

3.3 NOMBRE DE CLIENTS ANTICIPÉS 4/8 2023-2024 ET CT 2024-2025

17 Dans sa décision D-2019-028 (paragr. 38), la Régie autorisait :

18 « [...] l'utilisation de la formule paramétrique, telle que décrite à la section 3.1 de la pièce B-0026,
19 pour établir les dépenses d'exploitation des années 2019-2020 à 2021-2022 [...]. » [référence omise]

20 Dans sa décision D-2022-025 (paragr. 80), la Régie reconduisait, pour les années tarifaires
21 2022-2023 à 2024-2025, la formule paramétrique en vigueur avec certains ajustements.

22 Par ailleurs, dans sa décision D-2017-094 (paragr. 58), la Régie indiquait que selon la pratique
23 réglementaire usuelle, l'étude budgétaire d'un dossier tarifaire doit comporter une preuve basée
24 sur des résultats 5/7 ou 4/8 de l'année en cours. Ainsi, en soutien à l'utilisation de la formule

⁵ Calcul du taux de variation des mises en chantier effectué par Énergir et basé dans les données de la *Société canadienne d'hypothèques et de logement* (SCHL) : *Enquête sur les mises en chantier et les achèvements de la SCHL* et *Enquête sur les logements écoulés de la SCHL*. Voir tableau 5 *Mises en chantier de logements dans les centres urbains*¹, par région, nombres désaisonnalisés annualisés. (consulté le 15 mars 2024) : [monthly-housing-starts-tables-2024-02-fr.xlsx](https://www.schl.ca/fr/ressources/tables/tables-2024-02-fr.xlsx) (live.com).

- 1 paramétrique d'établissement des dépenses d'exploitation, le tableau 17 présente le nombre de
2 clients anticipés lors de la révision volumétrique 4/8 2023-2024 ainsi que dans la
3 Cause tarifaire 2024-2025.

Tableau 17

**Nombre anticipé de clients
Révision volumétrique 4/8 2023-2024
et Cause tarifaire 2024-2025**

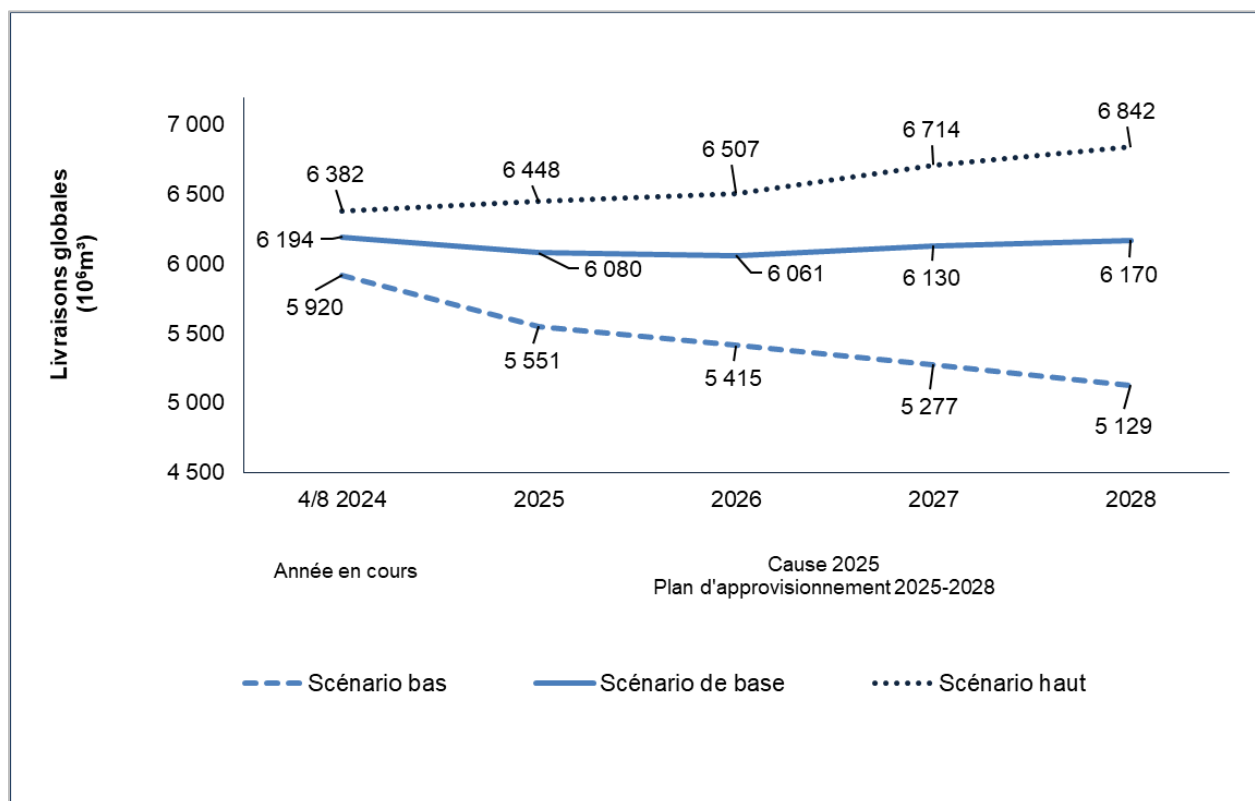
Nombre de clients	Total
4/8 2023-2024	212 410
CT 2024-2025	211 450

4 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2024-2028

1 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan
2 d'approvisionnement 2025-2028, et ce, pour les scénarios de base, haut et bas. La résultante de
3 chacun des scénarios est illustrée au graphique 1. Ce graphique présente également les
4 scénarios de base, bas et haut, issus de la révision 4/8 2023-2024.

Graphique 1

**Scénarios de base, bas et haut
Livraisons globales 2024-2028
(avant interruptions)**



4.1 SCÉNARIO DE BASE 2025-2028

4.1.1 Livraisons 2025-2028 pour le marché des grandes entreprises

5 La prévision des volumes pour le marché des grandes entreprises est effectuée client par
6 client et n'utilise pas de modèle économique spécifique. Ce sont plus de 430 clients,

1 consommant environ 55 % des volumes globaux d'Énergir, qui ont été contactés par les
2 représentants d'Énergir afin de produire des prévisions de livraisons propres à la réalité
3 de chacun. Énergir discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des prévisions
4 sur l'horizon du plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques
5 et contextuels qui pourraient influencer la consommation des clients. Que ce soit par le
6 contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de production anticipées,
7 des dynamiques de prix des énergies alternatives, de la volonté des clients de décarboner
8 certains usages, de l'efficacité énergétique ou autres, les représentants d'Énergir
9 s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les habitudes de consommation
10 de leurs clients.

11 Dans le but de bien évaluer les prévisions des volumes, les représentants fournissent à
12 leurs clients des historiques de consommation auxquels sont ajoutés les volumes
13 d'interruption. Cette consommation devient le point de départ de leur prévision de
14 livraison. Le conseiller discute ensuite des profils mensuels de consommation future avec
15 son client et le questionne afin d'en justifier les écarts. En fonction de leur profil de
16 consommation et de leur contrat respectif, les clients aux tarifs D₃ et D₄ peuvent modifier
17 leur volume souscrit, ce qui détermine le prix payé. Les règles décrites aux *Conditions de*
18 *service et Tarif* sont alors applicables.

19 Les raisons expliquant les variations de consommation sont ensuite regroupées en
20 grandes catégories. Le tableau 18 présente la prévision de la demande de gaz naturel
21 pour le marché des grandes entreprises au scénario de base pour la durée du plan
22 d'approvisionnement. Les volumes associés aux différentes catégories représentent une
23 variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

24 Par exemple, la ligne 4 du tableau 18– *Pertes liées à l'efficacité énergétique* – correspond
25 à la réduction des volumes attribuables au Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ).
26 L'impact du PGEÉ sur les volumes livrés est déterminé par rapport à l'historique des gains
27 en efficacité énergétique réalisés par le plan, ainsi que par les prévisions d'économies
28 des participants qui y sont actuellement engagés.

Tableau 18

LIVRAISONS DE GAZ NATUREL 2025-2028			
MARCHÉ GRANDES ENTREPRISES (incluant GNL)			
DESCRIPTION	Continu D ₄ 10 ⁶ m ³	Interruptible D ₅ 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³
1 Livraisons anticipées au 30 septembre 2024 (après interruptions)	2 831,9	392,9	3 224,7
2 Interruptions nettes		2,0	2,0
3 Livraisons anticipées au 30 septembre 2024 (avant interruptions)	2 831,9	394,9	3 226,8
4 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(33,6)	(3,8)	(37,5)
5 Gains (pertes) face à la concurrence	(17,8)	(8,0)	(25,9)
6 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	(0,5)	(0,5)
7 Fluctuations de production	29,2	(20,1)	9,1
8 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	17,3	0,0	17,3
9 Nouvelles ventes	11,7	0,0	11,7
10 Gaz d'appoint concurrence	0,0	1,0	1,0
11 Impact du 29 février	(8,9)	(1,3)	(10,2)
12 Livraisons anticipées au 30 septembre 2025 (avant interruptions)	2 829,6	362,2	3 191,9
13 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(30,5)	(5,1)	(35,5)
14 Gains (pertes) face à la concurrence	(11,9)	(3,7)	(15,6)
15 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
16 Fluctuations de production	57,3	(1,9)	55,4
17 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	0,9	(0,3)	0,7
18 Nouvelles ventes	15,1	0,0	15,1
19 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
20 Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
21 Livraisons anticipées au 30 septembre 2026 (avant interruptions)	2 860,7	351,3	3 211,9
22 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(31,5)	(7,3)	(38,8)
23 Gains (pertes) face à la concurrence	(6,8)	(0,2)	(6,9)
24 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
25 Fluctuations de production	31,8	20,0	51,8
26 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	0,0	0,0	0,0
27 Nouvelles ventes	116,2	0,0	116,2
28 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
29 Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
30 Livraisons anticipées au 30 septembre 2027 (avant interruptions)	2 970,4	363,8	3 334,2
31 Pertes liées à l'efficacité énergétique	(40,6)	(3,5)	(44,1)
32 Gains (pertes) face à la concurrence	(25,6)	0,0	(25,6)
33 Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
34 Fluctuations de production	54,3	(7,9)	46,4
35 Migration des clients entre les tarifs D1, D3 et D4, D5	0,0	0,0	0,0
36 Nouvelles ventes	99,2	0,0	99,2
37 Gaz d'appoint concurrence	0,0	0,0	0,0
38 Impact du 29 février	9,5	1,1	10,6
39 Livraisons anticipées au 30 septembre 2028 (avant interruptions)	3 067,2	353,5	3 420,7

1 Les livraisons totales pour le marché des grandes entreprises augmenteront sur la durée
2 du plan d'approvisionnement, passant de 3 226,8 10⁶m³ en 2023-2024 à 3 420,7 10⁶m³
3 en 2027-2028.

4 Les variations des volumes prévus au tarif D₄ sont stables entre 2023-2024 et 2024-2025.
5 Toutefois, une baisse non négligeable est anticipée en raison des pertes liées à l'efficacité
6 énergétique et des pertes face à l'électricité et la biomasse. Ces pertes seront
7 compensées par la fluctuation de production, les nouvelles ventes et la migration d'un
8 client du secteur des pâtes et papier du tarif D₁ vers le tarif D₄.

9 Au tarif D₅, la baisse globale des volumes de 32,7 10⁶m³ entre 2023-2024 et 2024-2025
10 s'explique principalement par une variation de la fluctuation de production, notamment en
11 lien avec deux clients du secteur de la pétrochimie et un client du secteur de la production
12 d'énergie.

13 Entre 2024-2025 et 2025-2026, les volumes globaux augmenteront de (20,0 10⁶m³) en
14 raison des fluctuations de production (55,4 10⁶m³) et des nouvelles ventes (15,1 10⁶m³),
15 mais seront en partie absorbées par l'effritement des volumes causé par l'efficacité
16 énergétique (-35,5 10⁶m³) et les pertes face à l'électricité (-15,6 10⁶m³).

17 À compter de 2026-2027, trois nouveaux clients amèneront une hausse de 116,2 10⁶m³
18 au tarif D₄. La maturation des volumes de ces nouveaux clients continuera en 2027-2028,
19 expliquant ainsi l'augmentation importante des livraisons en 2026-2027 et 2027-2028 par
20 rapport aux années précédentes. L'effritement des volumes par l'efficacité énergétique
21 augmente graduellement au courant de ces deux dernières années, mais les baisses
22 seront compensées par les fluctuations de production. Ces fluctuations sont
23 principalement générées par deux clients du secteur de la pétrochimie et un client du
24 secteur de la production d'énergie.

25 Il est à noter qu'en 2027-2028, les pertes face à la concurrence (-25,6 10⁶m³) sont
26 principalement liées à une conversion électrique d'un client dans le secteur de la
27 pétrochimie.

4.1.2 Livraisons 2025-2028 pour le marché des petit et moyen débits

1 La prévision des volumes pour le marché des petit et moyen débits est faite de façon
2 globale pour l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation
3 et conjoncture économique; position concurrentielle; efficacité énergétique; etc.) sont
4 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de
5 chacun sur les livraisons.

6 Le tableau 19 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des
7 petit et moyen débits au scénario de base.

Tableau 19
Livraisons de gaz naturel 2025-2028
Marché petit et moyen débits

	DESCRIPTION	
1	Livraisons anticipées au 30 septembre 2024	2 967,0
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(18,0)
3	Économies d'énergie hors-programmes	(11,5)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(12,8)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(51,2)
6	Évolution de la normale climatique	(18,8)
7	Impact du 29 février	(3,0)
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(4,4)
9	Maturation des nouvelles ventes	41,2
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2025	2 888,6
11	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,5)
12	Économies d'énergie hors-programmes	(14,4)
13	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(16,6)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(20,7)
15	Évolution de la normale climatique	(3,3)
16	Impact du 29 février	-
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
18	Maturation des nouvelles ventes	35,8
19	Livraisons anticipées au 30 septembre 2026	2 849,0
20	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,8)
21	Économies d'énergie hors-programmes	(21,4)
22	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(25,0)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(14,9)
24	Évolution de la normale climatique	(3,2)
25	Impact du 29 février	-
26	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
27	Maturation des nouvelles ventes	32,3
28	Livraisons anticipées au 30 septembre 2027	2 796,0
29	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,8)
30	Économies d'énergie hors-programmes	(28,0)
31	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(30,4)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(12,1)
33	Évolution de la normale climatique	5,4
34	Impact du 29 février	3,0
35	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
36	Maturation des nouvelles ventes	35,9
37	Livraisons anticipées au 30 septembre 2028	2 749,2

1 Les livraisons pour le marché des petit et moyen débits seront en baisse de 78,4 10⁶m³ la
2 première année du plan d’approvisionnement, passant de 2 967,0 10⁶m³ à 2 888,6 10⁶m³.
3 La conjoncture économique est un des grands éléments contribuant à ce décroissement
4 de livraisons. Bien que la grande partie du ralentissement économique observée en 2023
5 et prévue en 2024 devrait être passée, la croissance du PIB devrait être faible en 2025 et
6 engendrera une baisse des livraisons à hauteur de 51,2 10⁶m³ (ligne 5 du tableau 19). De
7 plus, l’augmentation des livraisons causée par la maturation des nouvelles ventes aux
8 tarifs D₁ et D₃ est contrebalancée en partie par le programme de biénergie résidentielle
9 – qui en sera à sa troisième année de déploiement – ainsi que par les offres de biénergie
10 commerciale et institutionnelle – qui en seront à leur deuxième année de déploiement –,
11 par les mesures d’efficacité énergétique du PGEÉ et ainsi que celles réalisées hors des
12 programmes d’Énergir. Les volumes de livraisons diminueront ensuite de 39,6 10⁶m³ à la
13 deuxième année et de 53,0 10⁶m³ à la troisième année du plan d’approvisionnement.
14 Enfin, une baisse de 46,9 10⁶m³ est prévue à la quatrième année du plan. Les principales
15 raisons expliquant les variations de livraisons sont détaillées ci-dessous.

16 **Mesures d’économies d’énergie** : Les économies d’énergie réalisées grâce au PGEÉ
17 (-18,0 10⁶m³ en 2024-2025) affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies
18 d’énergie sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents
19 programmes et excluent les économies d’énergie attribuables à des mesures d’efficacité
20 énergétique conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées
21 directement à la maturation des nouvelles ventes.

22 La mise en place de mesures d’efficacité énergétique provenant d’initiatives autonomes
23 des clients, qualifiées de *hors programmes*, aura également un effet à la baisse
24 importante sur les livraisons (-11,5 10⁶m³ en 2024-2025). Cet effet baissier sur les
25 livraisons sera de plus en plus important à l’horizon du plan puisque le potentiel
26 d’économies d’énergies a été évalué à la hausse pour les années à venir. Une meilleure
27 pénétration des mesures en efficacité énergétique au fil du temps ainsi que le
28 rehaussement des normes d’efficacité de certains appareils devraient se solder par une
29 augmentation des économies d’énergies hors des programmes d’efficacité d’énergie
30 proposés par Énergir.

1 **Biénergie** : Le volet résidentiel du programme de biénergie est entré en vigueur en
2 juin 2022. Les volets commercial et institutionnel sont entrés à leur tour en vigueur en
3 novembre 2023. De ce fait, les volumes transférés vers l'électricité attribuables à la
4 biénergie sont prévus à $-12,8 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ pour 2024-2025. Ces volumes augmentent
5 progressivement pour atteindre jusqu'à $-30,4 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ par année à l'horizon 2027-2028.

6 Les hypothèses ayant servi à établir les volumes prévisionnels de biénergie du plan
7 d'approvisionnement 2025-2028 ont été revues en tenant compte du fait que le potentiel
8 de clients existants admissibles à la biénergie et celui de leurs volumes moyens associés
9 devraient diminuer d'une année à l'autre, à cause de l'effet combiné de la perte naturelle
10 de clients/volumes ainsi que l'adoption de mesures d'efficacité énergétique des initiatives
11 des clients. Ces hypothèses considèrent également le fait que de nouvelles technologies
12 devraient être disponibles dans le marché en 2026, ce qui permettra à un plus grand
13 nombre de clients dont leurs appareils seront en fin de leur vie utile de potentiellement
14 adhérer à l'offre biénergie.

15 L'évolution réelle observée du programme de biénergie résidentielle, incluant les
16 contraintes techniques et logistiques constatées, a permis de revoir et d'ajuster la courbe
17 de pénétration du volet résidentiel en termes de taux de pénétration annuel ainsi que la
18 répartition mensuelle de l'adhésion des clients au cours d'une année. Ces deux éléments
19 ont un impact sur le volume prévu effectif de transferts vers l'électricité attribuable à la
20 biénergie. Les hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel considèrent un taux de
21 pénétration en termes de nouveaux clients de 60 % pour 2024-2025. Ce taux continuera
22 d'augmenter pour atteindre un niveau de 88 % pour 2027-2028.

23 Les hypothèses du programme de biénergie des volets commercial et institutionnel ont
24 été calibrées en considérant une courbe de pénétration annuelle théorique qui prend en
25 compte la progression de l'adoption d'un niveau produit dans le marché, c'est-à-dire des
26 taux qui s'accroissent graduellement année après année. Les taux sont faibles au début
27 de la période d'analyse, mais prennent de l'ampleur au fur et à mesure que le programme
28 devient plus mature, en gardant une portion du potentiel de clients, lesquels – pour des
29 raisons techniques, financières ou par choix – n'adopteront pas le produit. Ces
30 hypothèses considèrent aussi le fait que les volets commercial et institutionnel de
31 biénergie ne débiteront qu'au deuxième trimestre de 2024 et ont été ajustés en prenant

1 en compte la progression observée du taux de pénétration lors des deux premières
2 années de mise en œuvre du volet biénergie résidentielle.

3 Les hypothèses des volets commercial et institutionnel prévoient des taux de pénétration
4 de 18 % du potentiel de clients admissibles à la biénergie en 2024 pour chacun de volets.
5 Ces taux progresseront à 30 % en 2025 et atteindront un niveau de 57 % et de 66 % pour
6 le volet commercial et institutionnel respectivement.

7 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le
8 niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir.
9 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison,
10 par exemple, de faillites ou de réductions de production. Les prévisions de pertes et
11 variations sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB.
12 Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins
13 les pertes subies sont importantes. La croissance prévue du PIB québécois pour l'année
14 tarifaire 2024-2025 est de 1,3 %, amenant une baisse des livraisons estimée à
15 51,2 10⁶m³.

16 **Normale climatique** : La normale climatique a été mise à jour en se servant des données
17 historiques de température et de la vitesse du vent au cours de 30 dernières années
18 (1994-2023), dans les diverses régions qui composent la franchise. À la suite de cette
19 mise à jour, il a été évalué que l'impact sur les livraisons prévues du réchauffement de la
20 normale climatique pour 2024-2025 est de -18,8 10⁶m³ (ligne 6 du tableau 19). La baisse
21 des volumes liée à la normalisation des températures pour les années 2025-2026 et
22 2026-2027 vient essentiellement du réchauffement climatique tendanciel prévu. L'écart
23 positif de la normale climatique résultant pour 2027-2028 par rapport à 2026-2027 est
24 principalement associé à la journée de plus en février 2028.

25 **Impact du 29 février** : L'année 2028 est une année bissextile et comporte, par
26 conséquent, une journée de plus que l'année 2027 (366 vs 365). L'effet de cette journée
27 supplémentaire sur la consommation de base hors chauffage impacte à la hausse les
28 livraisons en 2028 de 3,0 10⁶m³.

29 **Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅** : La migration des clients consiste
30 en un transfert de volumes entre les tarifs D₄ et D₅ et les tarifs D₁ et D₃. Trois clients ont

1 migré en 2023-2024 du tarif D₁ vers les tarifs D₄ et D₅, ce qui aura un impact à la baisse
2 de -4,7 10⁶m³ sur les livraisons au tarif D₁ en 2024-2025. Cette baisse est légèrement
3 compensée par une hausse de 0,3 10⁶m³ des livraisons au tarif D₁ en 2024-2025,
4 provenant d'un client qui a migré en 2023-2024 des tarifs D₄ et D₅ vers le tarif D₁. Aucune
5 autre migration tarifaire n'est prévue pour les années subséquentes.

6 **Maturation des nouvelles ventes** : Les prévisions de nouvelles ventes sont déterminées
7 à l'aide de différents modèles économiques. Ces modèles prennent en compte l'impact
8 du programme de biénergie, mais aussi celui du *Règlement sur les appareils de chauffage*
9 *au mazout*, celui de *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux*
10 *bâtiments* à Montréal ainsi que celui de la décision D-2024-007 sur les nouveaux
11 raccordements 100 % renouvelables.

12 Les ventes en nouvelle construction résidentielle sont liées aux prévisions de mises en
13 chantier établies pour les prochaines années.

14 Quant au marché affaires, les ventes sont réparties entre la nouvelle construction, l'ajout
15 de charge et les différents types de conversion. Cette répartition est déterminée selon la
16 source d'énergie déplacée. Pour le marché de la nouvelle construction affaires ainsi que
17 pour les ajouts de charge, les ventes sont établies à partir d'un modèle de prévision de
18 ventes mettant en relation le nombre de ventes réalisées historiquement et la croissance
19 du PIB. Pour les ventes en conversion, le coût de l'énergie alternative devient l'élément
20 clé.

21 Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes
22 de livraison. Les volumes de livraison correspondant aux ventes signées d'une année ne
23 sont pas totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la
24 consommation réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les
25 volumes des nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre
26 d'exemple, les volumes des ventes signées en 2022-2023 atteindront donc leur pleine
27 maturation en 2024-2025. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé
28 afin de répartir les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les
29 volumes provenant de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de
30 2024-2025, Énergir utilise, d'une part, les volumes réellement signés en 2022-2023 et,

1 d'autre part, des volumes prévisionnels de 2023-2024 et 2024-2025 : Énergir affecte le
2 ratio ainsi établi aux volumes annuels.

3 En ligne avec les stratégies de décarbonation, les nouvelles ventes biénergie pour les
4 segments résidentiel, commercial et institutionnel débiteront officiellement au
5 printemps 2024. La hausse de volumes liés à ces ventes, compris dans la rubrique de
6 maturation de nouvelles ventes, devrait rester marginale, malgré la légère augmentation
7 annuelle prévue. Les volumes associés à ces ventes devraient représenter 1,4 10⁶m³ sur
8 les livraisons pour 2027-2028.

9 La contribution du gaz naturel comprimé (GNC) aux volumes associés à la maturation de
10 nouvelles ventes a été historiquement assez faible. Cependant, la disponibilité des
11 nouvelles technologies au niveau des moteurs à GNC au cours de la période 2025-2028,
12 le nombre en croissance de clients ayant des plans pour réduire leur gaz à effet de serre
13 et pour renouveler leurs flottes de camions, ainsi que l'expansion de réseau de stations
14 (publiques et privées) pour les desservir devraient impacter la demande de GNC à la
15 hausse. La part prévue des livraisons de GNC à la variable la maturation de nouvelles
16 ventes devrait graviter autour de 2 % en 2024, tandis que cette proportion devrait s'élever
17 à 17 % en moyenne entre 2025 et 2028.

4.1.3 Livraisons globales (scénario de base)

18 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2025-2028 sont présentées au
19 tableau 20.

Tableau 20
Scénario de base
Livraisons globales de gaz naturel 2025-2028
Petit et moyen débits et grandes entreprises
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2024*	Cause tarifaire 2025-2028			
		2025	2026	2027	2028
Service continu	5 798,8	5 718,2	5 709,7	5 766,5	5 816,4
Grandes entreprises	2 831,9	2 829,6	2 860,7	2 970,4	3 067,2
Petit et moyen débits	2 967,0	2 888,6	2 849,0	2 796,0	2 749,2
Service interruptible	394,9	362,2	351,3	363,8	353,5
Contrat régulier	289,1	255,0	244,0	256,6	246,3
Contrat gaz d'appoint	105,8	107,2	107,2	107,2	107,2
Total	6 193,7	6 080,4	6 060,9	6 130,2	6 169,9

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

1 Les résultats démontrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de 2024-2025, une
2 baisse de 1,83 % des livraisons totales est anticipée. Une hausse de 1,47 % est ensuite
3 constatée sur l'horizon du plan, entre 2024-2025 et 2027-2028.

4.2 SCÉNARIO HAUT

4 Un scénario haut par rapport au scénario de base a été analysé de 2024-2025 à 2027-2028 pour
5 évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

6 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 7 • Une croissance économique variant de 2,38 % en 2024-2025 à 2,75 % en 2027-2028, soit
8 1 % de plus par année comparativement au scénario de base;
- 9 • Une position concurrentielle du gaz naturel très favorable en raison du maintien du prix
10 du gaz naturel à un faible niveau, combiné à des prix du mazout élevés;
- 11 • Une hausse des mises en chantier résidentielles de 10 %.

12 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont
13 ajustés à la hausse, en tenant compte de conditions favorables propres à chacun et pouvant
14 influencer positivement leur consommation. Généralement, le scénario haut inclut également les

1 volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2024-2025 et 2027-2028, mais dont
 2 la probabilité de réalisation n'est pas suffisamment élevée pour qu'ils soient inclus dans le
 3 scénario de base. Il s'agit de projets pour lesquels la probabilité de réalisation est supérieure ou
 4 égale à 25 % et inférieure à 50 %. Toutefois, sur l'horizon du plan d'approvisionnement
 5 2025-2028, aucun projet ne répond à ce critère.

6 Le tableau ci-dessous présente la prévision des livraisons dans un scénario haut pour l'ensemble
 7 des marchés.

Tableau 21
Scénario haut
Livraisons globales de gaz naturel 2025-2028
Petit et moyen débits et grandes entreprises
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Cause tarifaire 2025-2028			
	4/8 2024*	2025	2026	2027	2028
Service continu	5 973,7	6 031,4	6 084,9	6 270,4	6 401,7
Grandes entreprises	2 959,8	3 024,9	3 051,5	3 224,3	3 331,6
Petit et moyen débits	3 013,9	3 006,5	3 033,4	3 046,0	3 070,1
Service interruptible	408,3	416,9	422,4	443,7	440,4
Contrat régulier	302,5	296,1	301,5	322,8	319,6
Contrat gaz d'appoint	105,8	120,8	120,8	120,8	120,8
Total	6 382,0	6 448,4	6 507,3	6 714,0	6 842,1

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

Le tableau 22 présente l'écart entre le scénario haut du tableau 21 et le scénario de base du tableau 20.

Tableau 22
Écarts des scénarios de base et haut
Livraisons globales de gaz naturel 2025-2028
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2024*	Cause tarifaire 2025-2028			
		2025	2026	2027	2028
Service continu	174,9	313,2	375,2	503,9	585,3
Grandes entreprises	127,9	195,3	190,8	253,9	264,4
Petit et moyen débits	47,0	117,9	184,4	250,0	320,9
Service interruptible	13,4	54,7	71,1	79,9	86,9
Contrat régulier	13,4	41,1	57,5	66,3	73,3
Contrat gaz d'appoint	-	13,6	13,6	13,6	13,6
Total	188,3	367,9	446,3	583,8	672,2

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

1 Les livraisons pour le marché des grandes entreprises pourraient croître davantage dans un
2 contexte haussier. Plusieurs clients pourraient voir leur production augmenter grâce à un prix du
3 gaz naturel à un niveau plus bas, combiné à une croissance économique plus optimiste que prévu
4 et des conditions de marché avantageuses.

5 Au service continu, la hausse des volumes est principalement due à plusieurs hausses de
6 production chez les clients. En 2027-2028, ces fluctuations de production pourraient ajouter
7 264,4 10⁶m³.

8 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en hausse de 117,9 10⁶m³ en
9 2024-2025 dans un contexte haussier par rapport au scénario de base. Cette augmentation des
10 volumes est d'abord due à la croissance économique plus optimiste prévue au scénario haut, qui
11 aurait un impact à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les clients existants.
12 La position concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en chantier ont
13 aussi un impact positif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte haussier, les pertes de volumes
14 liées à l'efficacité énergétique et la biénergie seraient également moins grandes.

4.3 SCÉNARIO BAS

1 Un scénario bas par rapport au scénario de base a été analysé de 2024-2025 à 2027-2028 pour
2 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

3 Les hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 4 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,38 % en 2024-2025 à 0,75 % en
5 2027-2028, soit 1 % de moins par année comparativement au scénario de base;
- 6 • Une position concurrentielle du gaz naturel moins favorable en raison d'une hausse du
7 prix du gaz naturel par rapport à ce qui était prévu au scénario de base et d'une baisse
8 des prix du mazout;
- 9 • Une baisse des mises en chantier résidentielles de 10 %.

10 De plus, dans le cas du marché des grandes entreprises, les volumes de plusieurs clients sont
11 ajustés à la baisse afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant
12 influencer négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario bas
13 exclut également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2024-2025 et
14 2027-2028, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.

15 Le tableau 23 présente la prévision des livraisons dans un scénario bas pour l'ensemble des
16 marchés.

Tableau 23
Scénario bas
Livraisons globales de gaz naturel 2025-2028
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2024*	Cause tarifaire 2025-2028			
		2025	2026	2027	2028
Service continu	5 563,8	5 282,6	5 153,3	5 018,3	4 874,2
Grandes entreprises	2 639,0	2 533,9	2 521,4	2 527,9	2 507,2
Petit et moyen débits	2 924,8	2 748,7	2 631,9	2 490,3	2 367,0
Service interruptible	356,3	268,5	261,9	258,6	255,0
Contrat régulier	250,5	182,8	176,1	172,8	169,3
Contrat gaz d'appoint	105,8	85,8	85,8	85,8	85,8
Total	5 920,0	5 551,2	5 415,2	5 276,9	5 129,2

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

- 1 Le tableau 24 présente l'écart entre le scénario bas du tableau 23 et le scénario de base du tableau 20.
- 2

Tableau 24
Écarts des scénarios de base et bas
Livraisons globales de gaz naturel 2025-2028
(avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2024*	Cause tarifaire 2025-2028			
		2025	2026	2027	2028
Service continu	(235,0)	(435,6)	(556,4)	(748,2)	(942,2)
Grandes entreprises	(192,8)	(295,7)	(339,3)	(442,5)	(560,0)
Petit et moyen débits	(42,2)	(139,9)	(217,1)	(305,7)	(382,2)
Service interruptible	(38,6)	(93,7)	(89,3)	(105,2)	(98,4)
Contrat régulier	(38,6)	(72,2)	(67,9)	(83,7)	(77,0)
Contrat gaz d'appoint	-	(21,4)	(21,4)	(21,4)	(21,4)
Total	(273,7)	(529,3)	(645,8)	(853,4)	(1 040,7)

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

1 La demande du marché des grandes entreprises pourrait décroître de façon significative dans un
2 contexte baissier.

3 Dans le cas du service continu, plusieurs clients verraient leur production ralentir et une nouvelle
4 vente ne se réaliserait pas. Pour cette nouvelle vente non réalisée, cela induirait une réduction
5 de la consommation de 196,0 10⁶m³ sur un total de 560,0 10⁶m³ pour l'année 2027-2028.

6 Les volumes au service interruptible sont aussi revus à la baisse à la suite des diminutions de
7 production chez plusieurs clients et une accentuation de l'impact de l'implantation des mesures
8 de décarbonation. Les volumes de gaz naturel liés au déplacement de charbon et de coke de
9 pétrole par le gaz naturel génèrent aussi une baisse au service interruptible.

10 Pour le marché des petit et moyen débits, la demande serait en baisse de 139,9 10⁶m³ en
11 2024-2025 par rapport au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à
12 la croissance économique plus faible qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et
13 amènerait une pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la
14 situation concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier auraient aussi un
15 impact négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à l'efficacité énergétique
16 ainsi que l'adhésion de tout le potentiel de clients admissibles à la biénergie par année aurait
17 également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

4.4 COMPARAISON DES PLANS D'APPROVISIONNEMENT 2025-2028 ET 2024-2027

18 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente
19 cause tarifaire et celles établies lors de la Cause tarifaire 2023-2024⁶. Le tableau 25 présente une
20 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au tableau 26. Les
21 volumes de l'année 2023-2024 associés au plan d'approvisionnement 2025-2028 correspondent
22 aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2023-2024.

⁶ R-4213-2022, pièce B-0052, Énergir H, Document 2.

Tableau 25
Comparaison des livraisons par marché
Plan 2025-2028 vs Plan 2024-2027
(avant interruptions)
(10⁶m³)

	2024 <i>(10⁶m³)</i>	2025 <i>(10⁶m³)</i>	2026 <i>(10⁶m³)</i>	2027 <i>(10⁶m³)</i>	2028 <i>(10⁶m³)</i>
Petit et moyen débits					
Plan 2025-2028	2 967,0	2 888,6	2 849,0	2 796,0	2 749,2
Plan 2024-2027	2 991,8	2 947,6	2 923,7	2 882,6	s.o.
Écart	(24,9)	(59,0)	(74,6)	(86,6)	s.o.
Grandes entreprises					
Plan 2025-2028	3 226,8	3 191,9	3 211,9	3 334,2	3 420,7
Plan 2024-2027	3 152,4	3 104,6	3 310,6	3 255,9	s.o.
Écart	74,3	87,3	(98,7)	78,3	s.o.
Total					
Plan 2025-2028	6 193,7	6 080,4	6 060,9	6 130,2	6 169,9
Plan 2024-2027	6 144,2	6 052,2	6 234,3	6 138,5	s.o.
Écart	49,5	28,2	(173,3)	(8,3)	s.o.

Tableau 26

**Comparaison des livraisons par service
Plan 2025-2028 vs Plan 2024-2027
(avant interruptions)**

	2024 (10 ⁶ m ³)	2025 (10 ⁶ m ³)	2026 (10 ⁶ m ³)	2027 (10 ⁶ m ³)	2028 (10 ⁶ m ³)
Service continu					
Plan 2025-2028	5 798,8	5 718,2	5 709,7	5 766,5	5 816,4
Plan 2024-2027	5 794,4	5 725,2	5 908,1	5 814,3	s.o.
Écart	4,4	(7,0)	(198,4)	(47,9)	s.o.
Service interruptible					
Plan 2025-2028	394,9	362,2	351,3	363,8	353,5
Plan 2024-2027	349,8	327,0	326,1	324,2	s.o.
Écart	45,1	35,2	25,1	39,6	s.o.
Total					
Plan 2025-2028	6 193,7	6 080,4	6 060,9	6 130,2	6 169,9
Plan 2024-2027	6 198,2	6 180,7	6 312,9	6 250,1	s.o.
Écart	49,5	28,2	(173,3)	(8,3)	s.o.

4.5 ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

- 1 L'analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu permet d'évaluer la
- 2 sensibilité de la prévision des livraisons en les comparant aux écarts observés des prévisions
- 3 historiques. Cette analyse se retrouve à l'annexe 2.

4.6 SUIVI DE DÉCISIONS

- 4 Dans sa décision D-2019-141, la Régie demandait à Énergir le dépôt de deux suivis⁷.
- 5 Le premier suivi demandé par la Régie vise le dépôt de l'annexe Q-4.3/Q-4.4 de la pièce B-0233,
- 6 Énergir-T, Document 10 de la Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018) en utilisant la nouvelle

⁷ Décision D-2019-141, paragr. 194 et 282.

1 grille d'évaluation et en y ajoutant, au fur et à mesure, les renseignements relatifs aux dossiers
2 tarifaires les plus récents, afin de permettre de suivre individuellement chaque projet entre les
3 différents plans d'approvisionnement depuis la Cause tarifaire 2013-2014. Ce suivi est déposé à
4 l'annexe 3, sous pli confidentiel.

5 Le deuxième suivi, déposé à l'annexe 4, présente les volumes issus de la maturation des
6 nouvelles ventes prévues sur l'horizon de la cause tarifaire, par catégorie tarifaire. Ce suivi sera
7 mis à jour annuellement, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2020-145
8 (paragr. 118).

4.7 GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR)

9 Pour faire suite aux efforts de commercialisation du GSR, la demande volontaire pour le GSR est
10 en croissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2025-2028. Ainsi, il est prévu que la
11 consommation volontaire de GSR passera de 51,9 10⁶ m³ en 2024-2025 à 109,8 10⁶ m³ en
12 2027-2028.

13 Des précisions supplémentaires concernant les prévisions de consommation GSR sont fournies
14 à la pièce Énergir-H, Document 6.

4.7.1 Modèle de prévision de la demande volontaire totale de GSR

15 Énergir a développé un modèle de prévision de la demande volontaire de GSR afin de
16 brosser une prévision raisonnable au meilleur des informations et connaissances
17 disponibles à ce jour. Néanmoins, Énergir estime qu'une grande incertitude subsiste et
18 que les résultats de la prévision actuelle pourraient varier de manière substantielle. En
19 effet, Énergir estime que l'impact de plusieurs facteurs déterminants dans l'établissement
20 de la prévision demeure difficilement prévisible. Cette grande incertitude s'explique
21 principalement par le peu de retours d'expérience dans une conjoncture économique
22 changeante, par l'incertitude de l'impact de la tendance de décarbonation sur l'achat
23 volontaire, ainsi que par la volatilité de la demande volontaire de GSR dans le marché des
24 grandes entreprises. Aussi, Énergir envisage une amélioration continue du modèle au fur
25 et à mesure que de nouvelles données seront disponibles.

1 Le modèle de prévision de consommation totale de GSR a été développé avec une
2 approche en trois modules distincts, en fonction de leurs propres particularités :

- 3 • la demande volontaire pour le marché existant des petit et moyen débits;
- 4 • la demande volontaire pour le marché des grandes entreprises; et
- 5 • la demande provenant des nouveaux raccordements 100 % renouvelables.

1) Module pour le marché des petit et moyen débits existants

6 Le module de demande volontaire de GSR pour le marché existant des petit et moyen
7 débits a pour référence de départ l'ensemble des volumes de la clientèle existante.
8 De ce potentiel est retiré l'impact prévisionnel de l'efficacité énergétique et de la
9 biénergie. Le potentiel résultant est par la suite pondéré en fonction des principaux
10 facteurs qu'Énergir a estimé impacter la demande volontaire de GSR.

11 Les différents facteurs de pondération ont été évalués à partir des différents sondages
12 réalisés auprès de sa clientèle sur la connaissance et l'intérêt du GSR, ainsi que sur
13 l'historique de consommation et des engagements actuels de demande volontaire de
14 GSR. De plus, Énergir a intégré au modèle une pondération en fonction de l'évolution
15 de la volonté ou de l'obligation de se décarboner, comme l'impact de l'exemplarité de
16 l'État. L'évolution du contexte économique, ainsi que l'évolution de la compétitivité du
17 GSR par rapport à l'électricité, sont aussi des indicateurs déterminants qui ont été pris
18 en compte. L'établissement des facteurs déterminants a été établi en fonction des
19 informations disponibles à ce jour, mais Énergir estime qu'une grande incertitude
20 demeure et que le modèle est sujet à évoluer en fonction du retour d'expérience.

2) Module pour le marché des grandes entreprises

21 En raison de l'impact potentiel important des grandes entreprises sur la demande
22 volontaire de GSR, une approche client par client a été favorisée. Lors des entretiens
23 avec les conseillers des clients du marché grandes entreprises d'Énergir pour établir
24 les prévisions des livraisons du plan d'approvisionnement, les clients ont été sondés
25 sur leur intention à court et à moyen termes de contracter du GSR. De plus, Énergir a
26 aussi tenu compte des engagements actuels de GSR et des ambitions de
27 décarbonation des différents clients de grandes entreprises afin d'établir la prévision.
28 Énergir tient à souligner qu'une grande variabilité peut découler des grandes

1 entreprises, car l'ajout ou le retrait de quelques clients peut influencer grandement la
2 demande volontaire de GSR.

3) Module pour la demande provenant des nouveaux raccordements

3 La prévision de demande de GSR provenant des nouveaux raccordements 100 %
4 renouvelables dans le bâtiment s'appuie sur les mêmes hypothèses de scénario de
5 demande des nouveaux clients que celles présentées à la section 4.1. Les nouveaux
6 raccordements industriels sont exclus de l'exercice de prévisions. Énergir estime
7 toutefois qu'une incertitude subsiste quant à la réaction du marché à ces nouveaux
8 critères.

Tableau 27

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

DESCRIPTION	Volumes (10^3m^3)			
	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
Total	51 931	54 266	80 722	109 780

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie :

- 1 • **d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2025-2028, incluant la**
- 2 **présente prévision des livraisons; et**
- 3 • **d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des informations déposées**
- 4 **sous pli confidentiel.**

ANNEXE 1 - COMPARAISON DES PRÉVISIONS DES VENTES ANNUELLES AVEC LES DONNÉES RÉELLES
(Volumes normalisés)

Dossier tarifaire <i>(1)</i>	Livraisons globales (avant interruptions)										
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation				
	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total		
	<i>10⁶ m³</i> <i>(2)</i>	<i>10⁶ m³</i> <i>(3)</i>	<i>10⁶ m³</i> <i>(4)</i>	<i>10⁶ m³</i> <i>(5)</i>	<i>10⁶ m³</i> <i>(6)</i>	<i>10⁶ m³</i> <i>(7)</i>	<i>10⁶ m³</i> <i>(8)</i>	<i>10⁶ m³</i> <i>(9)</i>	<i>10⁶ m³</i> <i>(10)</i>	% <i>(11)</i>	
1	2003	4 378	895	5 272	4 366	1 147	5 513	-11	252	241	4,56
2	2004	4 490	898	5 388	4 516	1 042	5 558	27	144	170	3,16
3	2005	4 816	801	5 617	4 496	848	5 344	-320	47	-273	-4,86
4	2006	4 953	769	5 722	4 480	1 011	5 491	-473	242	-231	-4,04
5	2007	5 236	627	5 863	5 307	979	6 286	71	352	423	7,22
6	2008	5 191	704	5 895	4 634	1 195	5 829	-557	491	-66	-1,13
7	2009	4 453	802	5 255	4 112	1 037	5 149	-341	235	-106	-2,02
8	2010	4 046	739	4 785	4 205	1 243	5 449	159	505	663	13,87
9	2011	4 100	988	5 088	4 251	1 209	5 459	151	221	371	7,30
10	2012	4 090	1 253	5 343	4 341	1 074	5 415	250	-179	72	1,34
11	2013	4 633	871	5 504	4 651	855	5 507	18	-16	2	0,04
12	2014	4 932	719	5 651	5 048	708	5 756	116	-11	105	1,86
13	2015	5 293	465	5 758	5 260	485	5 745	-33	21	-12	-0,21
14	2016	5 102	412	5 515	5 294	381	5 674	191	-32	160	2,90
15	2017	5 394	307	5 702	5 530	365	5 894	135	57	193	3,38
16	2018	5 416	296	5 712	5 738	355	6 094	322	59	381	6,67
17	2019	5 687	300	5 987	5 717	369	6 086	30	69	99	1,65
18	2020	5 696	334	6 030	5 475	385	5 860	-221	51	-170	-2,82
19	2021	5 790	233	6 023	5 712	381	6 093	-78	148	70	1,16
20	2022	5 641	209	5 850	5 827	423	6 250	186	214	400	6,84
21	2023	5 854	249	6 103	5 831	366	6 197	-22	116	94	1,53
22	2024*	5 899	283	6 181	5 799	366	6 164	-100	83	-17	-0,27

Note : Les livraisons réelles et prévisionnelles pour les années 2003 à 2014 inclusivement excluent les volumes de GNL.

* Les livraisons réelles sont déterminées selon la révision volumétrique 4/8 2023 (avant interruptions).

COMPARAISON DES PRÉVISIONS DE LA JOURNÉE DE POINTE AVEC LES DONNÉES RÉELLES

Dossier tarifaire (1)	Demande clientèle continue										
	Journée de pointe prévue			Observation réelle				Volume estimé			
	Facteur base 10 ³ m ³ /jour (2)	Facteur calorifique 10 ³ m ³ /DJ/jour (3)	Pointe à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Degrés-jours réels Dj (8)	Variation de DJ Dj (9)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (10)	Volume estimé à 44 DJ 10 ³ m ³ /jour (11)	Écart 10 ³ m ³ /jour (12)	
1 Base de référence 18											
2 2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
3 2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
4 2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
5 2006	8 359	489	29 883								
6 2006 ajustée⁽¹⁾	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
7 2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
8 2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
9 2008 ajustée⁽²⁾	6 573	485	27 927	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
10 2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
11 2010	6 821	462	27 160	24 207	Vendredi	2010-01-29	37,16	6,84	3 161	27 368	207

12 Note 1 : Ajustement pour refléter la mise en production en avril 2006 de TCE.

13 Note 2 : Ajustement pour exclure TCE qui a baissé sa production à compter du 1^{er} janvier 2008.

Dossier tarifaire (1)	Paramètre de régression (2)	Paramètre d'évaluation (3)	Pointe 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Paramètre réel (8)	Variation des paramètres (9)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (10)	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour (11)	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour (12)
14 Base de référence 13 avec effet croisé du vent										
15 2011			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24		3 612	28 598	971
16 Base (10³m³/jour)	10 116,69									
17 DJ_t (10³m³/DJ)	294,44	36,93				32,51	4,42			
18 DJ_{t-1} (10³m³/DJ)	91,72	39,64				36,89	2,75			
19 DJ_t x V_t (10³m³/DJxkm/h)	2,36	1 273,74				400,46	873,28			
20 2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15		4 056	28 209	720
21 Base (10³m³/jour)	10 008,43									
22 DJ_t (10³m³/DJ)	300,08	36,88				30,68	6,20			
23 DJ_{t-1} (10³m³/DJ)	104,58	39,52				33,07	6,45			
24 DJ_t x V_t (10³m³/DJxkm/h)	1,79	1 272,40				423,45	848,94			
25										

La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.

Dossier tarifaire (1)		Demande clientèle continue									
		Paramètre de régression (2)	Paramètre d'évaluation (3)	Pointe 10 ³ m ³ /jour (4)	Volume réel de pointe 10 ³ m ³ /jour (5)	Date (6)	Paramètre réel (7)	Variation des paramètres (8)	Ajustement de volume 10 ³ m ³ /jour (9)	Volume estimé 10 ³ m ³ /jour (10)	Écart vs prévision 10 ³ m ³ /jour (11)
1	2013			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
2	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 074,88									
3	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	291,20	36,85				36,64	0,21			
4	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	91,38	39,50				34,63	4,87			
5	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,09	1 272,35				756,70	515,65			
6	2014 ⁽³⁾			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
7	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 786,50									
8	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	327,69	36,80				35,97	0,83			
9	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	88,61	39,48				32,05	7,43			
10	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,51	1 268,33				259,81	1008,52			
11											
12						Journée la plus froide en terme de température, mais congé férié.					
13						Jeudi	2014-01-02				
14							DJ _t	37,20			
15							DJ _{t-1}	36,30			
16							DJ _t x V _t	881,88			
16	2015			33 340	30 446	Mercredi	2015-01-07		2 952	33 398	58
17	Base (10 ³ m ³ /jour)	13 698,96									
18	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	338,31	36,78				36,10	0,68			
19	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,45	39,66				25,37	14,28			
20	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,27	1 257,08				746,69	510,39			
21	2016			34 263	29 013	Dimanche	2016-02-14		2 743	31 756	-2 506
22	Base (10 ³ m ³ /jour)	13 813,44									
23	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	357,52	36,75				34,18	2,56			
24	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,42	39,62				38,19	1,44			
25	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,34	1 253,26				541,54	711,72			
26											
27											
27	2017			33 231	28 175	Jeudi	2016-12-15		3 957	32 132	-1 099
28	Base (10 ³ m ³ /jour)	14 294,02									
29	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	378,16	36,70				32,42	4,28			
30	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	78,83	39,59				20,88	18,71			
31	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,55	1 252,40				694,54	557,86			
32	2018			35 771	31 424	Vendredi	2018-01-05		3 411	34 835	-936
33	Base (10 ³ m ³ /jour)	11 357,66									
34	Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 033,68	Mercredi				1206,78	826,89			
35	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	387,53	36,59				34,70	1,89			
36	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	134,40	39,51				25,44	14,07			
37	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,32	1 245,85				1262,39	-16,53			
38	2019			36 723	33 283	Lundi	2019-01-21		3 691	36 974	251
39	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 339,33									
40	Base journée (10 ³ m ³ /jour)	1 878,57	Mercredi				1857,29	21,28			
41	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	391,93	36,53				32,67	3,86			
42	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	109,91	39,43				31,99	7,44			
43	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	3,09	1 246,64				813,48	433,16			

Dossier tarifaire	Demande clientèle continue										
	Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe <i>10³m³/jour</i>	Volume réel de pointe <i>10³m³/jour</i>	Date	Paramètre réel	Variation des paramètres	Ajustement de volume <i>10³m³/jour</i>	Volume estimé <i>10³m³/jour</i>	Écart vs prévision <i>10³m³/jour</i>	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
2020			36 875	31 193	Vendredi	2020-01-17		7 066	38 259	1 384	
Base (10 ³ m ³ /jour)	11 957,34										
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 122,42	Lundi				1200,13	922,29				
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	410,88	36,49				31,20	5,29				
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	107,90	39,37				24,70	14,67				
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,85	1 245,36				408,72	836,64				
2021			37 113	29 698	Mardi	2020-12-15		7 403	37 101	-13	
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 048,06										
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 150,25	Lundi				2028,43	121,82				
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	416,94	36,60				31,20	5,40				
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,02	39,17				13,10	26,07				
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,90	1 154,86				408,72	746,14				
2022			36 789	32 849	Vendredi	2022-01-21		4 208	37 057	269	
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 030,57										
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 127,28	Lundi				1202,54	924,74				
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	412,49	36,54				36,20	0,34				
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	108,85	39,13				33,70	5,43				
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,87	1 151,03				260,64	890,39				
2023			36 620	35 209	Vendredi	2023-02-03		828	36 037	-583	
Base (10 ³ m ³ /jour)	12 311,55										
Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 003,48	Jeudi				1080,35	923,13				
DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	441,23	40,66				40,70	-0,04				
DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	93,89	23,25				24,30	-1,05				
DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,95	1 117,33				1107,04	10,29				

25 Note 3 : Modification à la méthodologie de calcul pour les clients des tarifs D₃ et D₄.

ANNEXE 2

**ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE
RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU
SERVICE CONTINU**

T A B L E D E S M A T I È R E S

1	ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU.....	3
1.1	Méthodologie du calcul des probabilités.....	3
1.2	Probabilités de réalisation des scénarios pour 2024-2025 à 2027-2028.....	5
1.3	Aperçu sur quatre ans.....	6

1 ANALYSE DE LA PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS AU SERVICE CONTINU

1.1 MÉTHODOLOGIE DU CALCUL DES PROBABILITÉS

1 Les scénarios bas et haut présentés au plan d’approvisionnement sont établis de manière
2 à établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait de ce
3 qui est prévu au scénario de base. Énergir présente ces scénarios théoriques qui
4 devraient être considérés comme les bornes inférieures et supérieures des prévisions
5 des livraisons au service continu sur l’horizon 2025-2028.

6 Puisqu’il est impossible de mesurer la probabilité conjointe de réalisation des différents
7 paramètres pouvant conduire aux scénarios extrêmes, l’analyse de probabilité de
8 réalisation des scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques,
9 comme demandé par la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué
10 des écarts relatifs aux prévisions entre 1991 et 2023. L’écart de prévision est calculé
11 comme la différence, en pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour
12 chacune de ces années et la prévision de la première année au scénario de base
13 présentée lors de la cause tarifaire (prévision un an).

Tableau 1
VOLUMES NORMALISÉS RÉELS ET PRÉVUS
Service continu (avec ajustement pour TCE à 33 %)

	Année	Volume réel (10 ⁶ m ³)	Prévision 1 an (10 ⁶ m ³)	Écart absolu (10 ⁶ m ³)	Écart relatif (%)
1	1991	4 197,6	4 210,9	-13,3	-0,31%
2	1992	4 284,9	4 342,9	-58,0	-1,34%
3	1993	4 305,5	4 211,6	93,8	2,23%
4	1994	4 151,9	4 388,6	-236,7	-5,39%
5	1995	4 119,8	4 144,0	-24,2	-0,58%
6	1996	4 363,6	4 420,4	-56,8	-1,28%
7	1997	4 578,0	4 353,7	224,3	5,15%
8	1998	4 634,5	4 528,9	105,6	2,33%
9	1999	4 564,3	4 575,4	-11,2	-0,24%
10	2000	4 661,8	4 606,8	55,0	1,19%
11	2001	4 347,5	4 807,4	-459,9	-9,57%
12	2002	4 352,7	4 454,7	-101,9	-2,29%
13	2003	4 366,1	4 377,6	-11,5	-0,26%
14	2004	4 516,4	4 489,7	26,7	0,59%
15	2005	4 496,4	4 816,1	-319,7	-6,64%
16	2006	4 417,1	4 865,4	-448,3	-9,21%
17	2007	4 702,0	4 621,8	80,2	1,73%
18	2008	4 456,8	4 581,4	-124,7	-2,72%
19	2009	4 071,4	4 400,4	-329,1	-7,48%
20	2010	4 166,1	4 003,8	162,3	4,05%
21	2011	4 208,0	4 058,6	149,4	3,68%
22	2012	4 294,9	4 051,2	243,7	6,02%
23	2013	4 673,9	4 653,4	20,5	0,44%
24	2014	5 068,0	4 953,3	114,8	2,32%
25	2015	5 276,2	5 313,6	-37,4	-0,70%
26	2016	5 264,2	5 060,1	204,1	4,03%
27	2017	5 500,3	5 307,9	192,4	3,63%
28	2018	5 737,5	5 305,2	432,3	8,15%
29	2019	5 687,7	5 595,3	92,5	1,65%
30	2020	5 447,7	5 667,8	-220,1	-3,88%
31	2021	5 684,1	5 870,8	-186,7	-3,18%
32	2022	5 799,8	5 800,3	-0,5	-0,01%
33	2023	5 801,8	5 883,5	-81,8	-1,39%

1 À partir de cet échantillon de 33 données (tableau 1), des probabilités de déviation du
2 scénario de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des
3 scénarios extrêmes (haut et bas). Ces probabilités sont uniquement construites à partir
4 des écarts observés entre les prévisions et le réel depuis 1991, et non sur l'information
5 et la connaissance du marché dont dispose Énergir au moment de l'établissement des
6 prévisions ou de situations particulières pouvant affecter la prévision d'une année
7 donnée.

8 La distribution des écarts relatifs a été supposée normale, centrée à zéro et de variance
9 calculée à partir de l'échantillon. L'hypothèse selon laquelle la distribution est centrée à
10 zéro est en soi peu contraignante, puisque la moyenne de l'échantillon est non
11 statistiquement différente de zéro. Elle est néanmoins conceptuellement importante
12 puisqu'elle traduit la certitude pour Énergir de produire au présent dossier une prévision
13 non biaisée. Ce calcul de probabilités est réalisé suivant la méthode présentée au dossier
14 R-3662-2008, à la pièce Gaz Métro-5, Document 1 et approuvée par la Régie dans la
15 décision D-2008-140. Cependant, pour les deuxième, troisième et quatrième années du
16 plan d'approvisionnement, les probabilités ont été calculées sans extrapolation des écarts
17 types, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2008-140.

1.2 PROBABILITÉS DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS POUR 2024-2025 À 2027-2028

18 Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité
19 d'écart de prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et
20 de variance égale à 0,17 % (ou d'écart type égal à 4,2 %).

21 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de
22 base pour 2024-2025 à 2027-2028, comme présenté au tableau 2. Les probabilités de
23 réalisation des scénarios haut et bas sont très similaires à celles présentées dans le cadre
24 de la Cause tarifaire 2023-2024¹. Le plus grand écart résultant de cette comparaison

¹ R-4213-2022, pièce B-0052, Énergir-H, Document 2.

- 1 (1,8 %) est celui du scénario haut de la deuxième année du plan d’approvisionnement.
 2 L’écart provient principalement de la différence pas très marquée entre les volumes des
 3 scénarios haut et bas par rapport aux volumes du scénario de base au tarif continu,
 4 comparativement à ceux présentés à la Cause tarifaire 2023-2024.

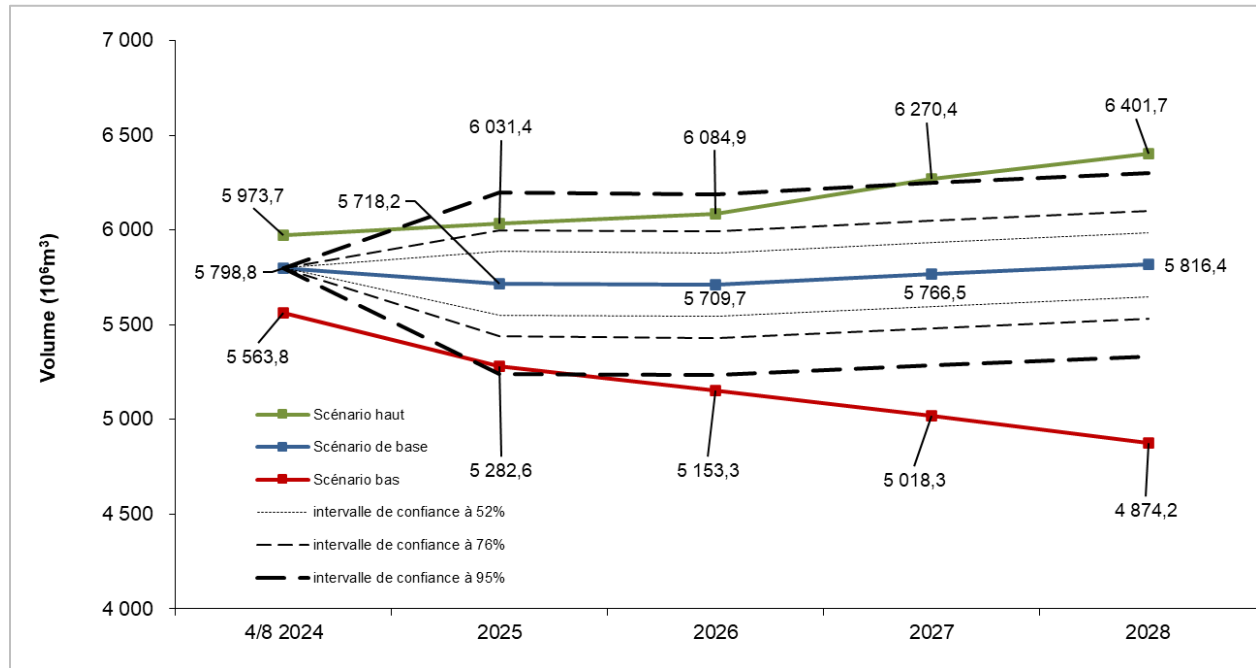
Tableau 2
PROBABILITÉ DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2024-2025	
2	Volume réel au-dessus du scénario haut	9,50%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	87,08%
4	Volume réel en dessous du scénario bas	3,42%
5	2025-2026	
6	Volume réel au-dessus du scénario haut	5,80%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	93,22%
8	Volume réel en dessous du scénario bas	0,99%
9	2026-2027	
10	Volume réel au-dessus du scénario haut	1,83%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	98,08%
12	Volume réel en dessous du scénario bas	0,10%
13	2027-2028	
14	Volume réel au-dessus du scénario haut	0,80%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,19%
16	Volume réel en dessous du scénario bas	0,01%

1.3 APERÇU SUR QUATRE ANS

- 5 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2024-2025 à
 6 2027-2028, il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de
 7 prévisions, ainsi que les probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain
 8 intervalle autour du scénario de base avec différents niveaux de confiance.

Graphique 1
Intervalle de confiance autour des prévisions sur 4 ans
(service continu)



L'annexe 3 est déposée sous pli confidentiel.

ANNEXE 4 : Suivi des nouvelles ventes

Dans sa décision D-2019-141 (paragr. 282), la Régie demandait ce qui suit :

« [282] La Régie estime qu'il est nécessaire de bien comprendre l'évolution des nouvelles ventes prévues, pour toutes les catégories tarifaires. **Pour cette raison, la Régie demande à Énergir de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, les nouvelles ventes prévues afin d'en permettre la comparaison.** »

Dans sa décision D-2020-145 (paragr. 118), la Régie demandait de mettre ce suivi à jour annuellement. Le tableau ci-dessous récapitule les volumes issus de la maturation des nouvelles ventes prévues sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2025-2028, par catégorie tarifaire.

Tarif	Volume maturé de nouvelles ventes (10 ⁶ m ³)
1 2024-2025	
2 D1	38,8
3 D3	2,5
4 D4	11,7
5 D5	-
6 Total	53,0
7 2025-2026	
8 D1	33,8
9 D3	2,0
10 D4	15,1
11 D5	-
12 Total	50,9
13 2026-2027	
14 D1	30,6
15 D3	1,7
16 D4	116,2
17 D5	-
18 Total	148,5
19 2027-2028	
20 D1	33,9
21 D3	2,0
22 D4	99,2
23 D5	-
24 Total	135,1