

**PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

PRÉVISION DES LIVRAISONS

HORIZON 2027 - 2030

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	3
INTRODUCTION	4
1 CONTEXTES ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE	5
1.1 Hypothèses économiques	5
1.2 Hypothèses énergétiques.....	6
2 CONFLIT AU MOYEN-ORIENT.....	9
3 SITUATION CONCURRENTIELLE	10
3.1 Marché des grandes entreprises (GE)	12
3.2 Marché des petit et moyen débits (PMD).....	13
3.3 Marché résidentiel	14
3.4 Marché affaires.....	17
4 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2025-2026).....	20
4.1 Livraisons 2025-2026 pour le marché des grandes entreprises (GE).....	20
4.2 Livraisons 2025-2026 pour le marché des petit et moyen débits (PMD)	22
4.3 Nombre anticipé de clients 4/8 2025-2026 et CT 2026-2027.....	25
5 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2026-2030	25
5.1 Scénario de base 2027-2030	27
5.1.1 Livraisons 2027-2030 pour le marché des grandes entreprises	27
5.1.2 Livraisons 2027-2030 pour le marché des petit et moyen débits	30
5.1.3 Livraisons globales (scénario de base)	36
5.2 Scénario haut.....	37
5.3 Scénario bas.....	40
5.4 Comparaison des plans d'approvisionnement 2026-2030 et 2025-2029.....	42
5.5 Analyse de la probabilité de réalisation des scénarios au service continu	43
5.6 Suivis de décisions	43
5.7 Gaz de source renouvelable (GSR)	45
CONCLUSION	47
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

Dawn	point situé dans le sud de l'Ontario
ECD	eau chaude domestique
Empress	point situé en Alberta
Énergir	Énergir, s.e.c.
« 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
GE	grande entreprise
GES	gaz à effet de serre
GNC	gaz naturel comprimé
GSR	gaz de source renouvelable
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
PGEÉ	plan global en efficacité énergétique
PIB	produit intérieur brut; somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays
PMD	petit et moyen débits
Régie	Régie de l'énergie
SPEDE	système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec
UDT	unifamiliale, duplex, triplex

INTRODUCTION

1 Le plan d’approvisionnement couvrant les années 2026-2027 à 2029-2030 est préparé par
2 Énergir en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d’approvisionnement*
3 (Règlement)¹.

4 Il est à noter que cette pièce couvrira le plan annuel et le plan quadriennal quant à la prévision
5 de la demande. Elle expliquera les contextes économique et énergétique dans lesquels Énergir
6 prévoit évoluer au cours des quatre prochaines années, ainsi que la situation concurrentielle qui
7 en découlera. Énergir commentera les écarts dans les prévisions de livraison pour l’année en
8 cours, soit la différence entre la prévision établie lors de la Cause tarifaire 2025-2026 et celle
9 établie lors de l’exercice budgétaire 4/8 2025-2026 (4 mois réels / 8 mois projetés), utilisée
10 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 2026-2027 à 2029-2030.

14 Selon les hypothèses économiques et énergétiques retenues par Énergir, la demande de la
15 clientèle pour les années 2026-2027 à 2029-2030 se présente comme suit :

Tableau 1
Demande avant interruptions (scénario de base)
2026-2027 à 2029-2030

Catégorie de clientèle	2026-2027 <i>(10⁶m³)</i>	2027-2028 <i>(10⁶m³)</i>	2028-2029 <i>(10⁶m³)</i>	2029-2030 <i>(10⁶m³)</i>
Grandes entreprises	3 097,6	3 072,5	3 128,0	3 130,6
Petit et moyen débits	3 001,8	3 002,5	2 937,0	2 857,7
TOTAL	6 099,3	6 075,0	6 065,0	5 988,3

¹ c. R-6.01, r. 8.

1 CONTEXTES ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

1 Les travaux de la présente cause tarifaire ont été réalisés dans un contexte de guerre tarifaire
2 semblable à celui de l’an dernier. Les prévisions du marché des GE prennent en considération
3 ce contexte économique. Pour la prévision des PMD, les indicateurs de la croissance
4 économique, comme le PIB, intègrent également ce contexte. Bien que les livraisons pour la
5 dernière année aient été robustes, l’incertitude économique demeure fortement présente dans le
6 contexte macroéconomique.

1.1 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES

7 Le tableau ci-dessous présente les hypothèses économiques utilisées dans ce plan
8 d’approvisionnement.

Tableau 2
Hypothèses économiques

	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
Croissance du PIB québécois (%)	1,46 %	1,46 %	1,65 %	1,65 %
Taux d’inflation québécois (%)	2,14 %	2,02 %	2,00 %	2,00 %
Taux de change (\$US/\$CAN)	0,75	0,75	0,76	0,76

Sources des prévisions :

PIB Québec 2026-2027	Moyenne de prévisions : Desjardins (déc. 2025) <i>Conference Board</i> du Canada (nov. 2025) Banque Nationale (déc. 2025) BMO (janv. 2026) Banque Nationale (déc. 2025) Banque Royale (déc. 2025) Banque Scotia (déc. 2024) TD Bank (déc. 2024)
PIB Québec 2027-2028 à 2029-2030	Moyenne de prévisions : Desjardins (déc. 2025) <i>Conference Board</i> du Canada (nov. 2025)
Inflation Québec 2026-2027	Moyenne de prévisions : Desjardins (déc. 2025) <i>Conference Board</i> du Canada (nov. 2025) Banque Nationale (déc. 2025) BMO (janv. 2026) Banque Royale (déc. 2025) Banque Scotia (déc. 2025)
Inflation Québec 2027-2028 à 2029-2030	Moyenne de prévisions : Desjardins (déc. 2025) <i>Conference Board</i> du Canada (nov. 2025)
Taux de change 2026-2027 à 2029-2030	TD Securities – valeur des <i>Futures</i> , janvier 2026.

1.2 HYPOTHÈSES ÉNERGÉTIQUES

Gaz naturel

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

Tableau 3
Marché financier – Moyenne au 11 février 2026
Prix du gaz naturel

	2025-2026 (\$CAN/GJ)	2026-2027 (\$CAN/GJ)	2027-2028 (\$CAN/GJ)	2028-2029 (\$CAN/GJ)	2029-2030 (\$CAN/GJ)
AECO	1,81 \$	2,41 \$	2,57 \$	2,55 \$	2,58 \$
Empress	2,37 \$	2,74 \$	2,81 \$	2,79 \$	2,81 \$
Dawn	4,69 \$	4,43 \$	4,30 \$	4,12 \$	4,25 \$
Nymex - Henry Hub	4,94 \$	4,77 \$	4,62 \$	4,48 \$	4,48 \$

Source : TD Securities.

Tableau 4
Hypothèses retenues

	octobre (\$CAN/GJ)	nov.-mars (\$CAN/GJ)	avr. - sept. (\$CAN/GJ)	année (\$CAN/GJ)
2025-2026				
Prix à Empress	1,20	3,11	1,95	2,37
Prix à Dawn	3,63	5,83	3,92	4,69
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,43	4,86	4,97	4,88
2026-2027				
Prix à Empress	2,30	3,15	2,47	2,74
Prix à Dawn	4,11	5,02	3,99	4,43
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,78	4,43	4,51	4,50
2027-2028				
Prix à Empress	2,77	3,26	2,45	2,81
Prix à Dawn	4,27	4,84	3,85	4,30
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,46	4,45	4,72	4,59
2028-2029				
Prix à Empress	2,80	3,12	2,51	2,79
Prix à Dawn	4,09	4,58	3,74	4,12
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,62	4,60	4,82	4,71
2029-2030				
Prix à Empress	2,80	3,16	2,52	2,81
Prix à Dawn	4,04	4,74	3,87	4,25
Prix du service de fourniture de gaz naturel	4,72	4,71	4,58	4,64

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 cumulatif 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 11 février 2026
Prix du pétrole

	2025-2026 (\$US/baril)	2026-2027 (\$US/baril)	2027-2028 (\$US/baril)	2028-2029 (\$US/baril)	2029-2030 (\$US/baril)
Brent	62,81	62,57	63,92	65,65	67,10

Source : TD Securities.

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

Tableau 6
Hypothèses retenues

2025-2026	
Prix du Brent (\$US/baril)	62,81
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	84,55
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,96
2026-2027	
Prix du Brent (\$US/baril)	62,57
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	82,64
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,94
2027-2028	
Prix du Brent (\$US/baril)	63,92
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	83,84
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,91
2028-2029	
Prix du Brent (\$US/baril)	65,65
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	85,59
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,93
2029-2030	
Prix du Brent (\$US/baril)	67,10
Mazout n° 6, 1,0 % soufre (\$CAN/baril)	86,95
Mazout n° 2 (\$CAN/litre)	0,94

Source : TD Securities.

Tarifs d'électricité

1 La Régie a approuvé une augmentation de 3 % pour les tarifs domestiques aux 1^{er} avril 2026 et
2 2027, puis une augmentation de 2,6 % au 1^{er} avril 2028, ainsi qu'une augmentation de 3,6 % pour
3 les tarifs généraux aux 1^{er} avril 2026, 2027 et 2028. Par la suite, Énergir fait l'hypothèse que les
4 tarifs suivront les mêmes augmentations qu'au 1^{er} avril 2028. Énergir prend donc pour hypothèse
5 que les tarifs d'électricité augmenteront de 2,6 % au marché résidentiel et de 3,6 % au marché
6 affaires.

2 CONFLIT AU MOYEN-ORIENT

7 Énergir suit l'évolution du conflit au Moyen-Orient et l'impact que celui-ci pourrait avoir sur les
8 contextes économique et énergétique. En effet, le prix des commodités – en particulier les
9 produits pétroliers – pourrait être impacté à court et moyen termes par le conflit, ce qui entraînerait
10 des répercussions non seulement sur le prix des différents produits eux-mêmes, mais également
11 sur l'inflation et la croissance de l'économie. Énergir estime que les impacts sur le prix du gaz
12 naturel et de l'électricité demeurent toutefois relativement faibles sur son territoire. L'impact des
13 prix internationaux du gaz naturel sur le prix en Amérique du Nord est directement lié aux
14 capacités de liquéfaction des principaux terminaux méthaniers, lesquels sont actuellement
15 utilisés à pleine capacité. Aucune pression haussière de la demande directe de gaz sur le
16 continent n'est anticipée à court terme. Finalement, les tarifs électriques étant réglementés et en
17 quasi-totalité protégés des fluctuations de marché, Énergir estime que le conflit devrait avoir très
18 peu d'impact à l'horizon du plan d'approvisionnement.

19 Énergir continuera de suivre l'évolution du conflit et ses impacts sur son plan
20 d'approvisionnement. A priori, Énergir estime que le scénario de base demeure le scénario le
21 plus pertinent pour déterminer les prévisions de livraisons.

22 Comme indiqué à la pièce B-0070 du dossier R-4287-2024, Énergir rappelle le principe
23 réglementaire d'une année témoin projetée selon lequel les données comptables et tarifaires
24 présentées au présent dossier sont fondées sur des prévisions qui ne peuvent faire l'objet de
25 mise à jour en cours de dossier. Ces prévisions sont établies en fonction des données disponibles
26 à un moment précis de l'année afin d'être en mesure de déposer les pièces à la fin mars.

1 Au paragr. 25 de sa décision D-2025-065, la Régie a rappelé qu'une mise à jour de la preuve est
2 généralement demandée pour tenir compte des circonstances exceptionnelles, ce qui n'est pas
3 le cas en ce moment. À cet effet, lors de la Cause tarifaire 2025-2026, Énergir prévoyait des
4 livraisons globales de 6 112,2 10³m³ pour l'année 2024-2025 pour le scénario de base. Les
5 livraisons réelles pour 2024-2025 ont finalement été de 6 151,2 10³m³, soit de 39 10³m³ plus élevé
6 que la prévision, pour un écart de +0,64 %.

3 SITUATION CONCURRENTIELLE

7 La situation concurrentielle indique la position relative de la facture de consommation d'une
8 solution au gaz naturel — 100 % gaz naturel (tableaux 11 et 13) ou biénergie-GSR (tableaux 12
9 et 14) — par rapport à celle d'autres solutions au gaz naturel — biénergie (tableaux 11 et 13) ou
10 100 % GSR (tableaux 12 et 14) — du mazout lourd ou de l'électricité.

11 Toutefois, les coûts d'acquisition, d'entretien, d'installation des équipements ainsi que les taxes
12 ne sont pas inclus dans ce calcul. La situation concurrentielle de la solution au gaz naturel par
13 rapport à la solution alternative est obtenue en calculant le ratio du coût annuel de cette solution
14 alternative sur le coût annuel de la solution au gaz naturel, multiplié par 100. Un ratio inférieur
15 à 100 indique une situation concurrentielle favorable de la solution alternative, alors qu'à l'inverse,
16 un ratio supérieur à 100 illustre une situation concurrentielle défavorable de la solution alternative.

17 Les mesures de la situation concurrentielle pour le plan d'approvisionnement 2027-2030 sont
18 établies à partir des prévisions de prix de la section 1 (contextes économique et énergétique) du
19 présent document. Les tarifs de distribution, de transport, d'équilibrage et les frais de socialisation
20 du GSR utilisés pour l'ensemble du plan correspondent à ceux actuellement en vigueur.

21 Énergir a aussi remplacé le taux actuel du SPEDE par des prévisions annuelles des taux du
22 SPEDE établies à partir des projections de prix des droits d'émission réalisées par *ClearBlue*
23 *Markets* et *Carbon* en mars 2026. À cette prévision de prix des droits d'émission sont ajoutés des
24 coûts d'ajustement estimés par la différence entre les taux du SPEDE effectifs depuis
25 janvier 2025 et le prix moyen des cinq ventes aux enchères qui ont eu lieu de novembre 2024 à
26 novembre 2025. Le pourcentage que représentent ces coûts d'ajustement par rapport au prix
27 moyen des cinq ventes aux enchères pour le gaz naturel est appliqué sur le prix moyen du mazout
28 lourd de janvier 2025 à décembre 2025, issu du prix moyen des cinq dernières ventes aux

- 1 enchères. Les coûts d'ajustement pour le mazout lourd sont ajoutés aux prévisions annuelles des
 2 taux de SPEDE. Les tableaux 7 et 8 énumèrent les prix utilisés.

Tableau 7
Projection des prix des droits d'émission
de 2027 à 2030

Année civile	(\$US/T CO ₂)	Taux de change	(\$CAN/T CO ₂)
2027	███	███	███
2028	███	███	███
2029	███	███	███
2030	███	███	███

Tableau 8
Projection des taux du SPEDE
par source d'énergie de 2027 à 2030

Année civile	Gaz naturel (¢can/m ³)	Mazout n° 6 (¢can/l)
2027	11,82	19,35
2028	13,91	22,76
2029	15,94	26,09
2030	18,53	30,32

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

3.1 MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES (GE)

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

Tableau 9

Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
Marché grandes entreprises
(Gaz naturel = 100)

Palier tarifaire		Service continu		Service interruptible	
		4.6	4.7	5.5	5.7
2026-2027	Mazout n° 6 (1 % soufre)	177	196	190	198
2027-2028	Mazout n° 6 (1 % soufre)	176	195	188	195
2028-2029	Mazout n° 6 (1 % soufre)	175	193	186	193
2029-2030	Mazout n° 6 (1 % soufre)	176	196	187	193

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 75 % à 98 % 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 11,46 \$/GJ en 2026-2027 à
 5 13,39 \$/GJ en 2029-2030.

Tableau 10

**Écarts de prix moyen projeté de 2026-2027 à 2029-2030
 Marché grandes entreprises – Contrats à court terme**

Écart positif favorable gaz naturel	2026-2027 (\$/GJ)	2027-2028 (\$/GJ)	2028-2029 (\$/GJ)	2029-2030 (\$/GJ)
Mazout n° 6 vs gaz naturel	11,46	11,96	12,52	13,39

3.2 MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS (PMD)

6 Les cas types présentés aux tableaux 11 à 14 pour les clients du marché des PMD sont établis
 7 en fonction du volume de consommation qui leur est attribué. Les factures calculées représentent
 8 la facture énergétique totale (incluant la base électrique) :

- 9 • Le tableau 11 (marché résidentiel) compare les factures annuelles énergétiques de gaz
 10 naturel par rapport aux alternatives de biénergie et d'électricité, en faisant la distinction
 11 selon l'efficacité de l'appareil électrique;
- 12 • Le tableau 12 compare les factures annuelles énergétiques de biénergie-GSR par rapport
 13 aux alternatives 100 % GSR et d'électricité, en faisant la distinction selon l'efficacité de
 14 l'appareil électrique;
- 15 • Le tableau 13 (marché affaires) compare les factures annuelles énergétiques de gaz
 16 naturel par rapport aux alternatives de biénergie et d'électricité, en faisant la distinction
 17 selon l'efficacité de l'appareil électrique. La distinction selon l'efficacité de l'appareil
 18 électrique a été prise en compte pour les situations du gaz naturel par rapport à l'électricité
 19 et à la biénergie;
- 20 • Le tableau 14 compare les factures annuelles énergétiques de biénergie-GSR par rapport
 21 aux alternatives de 100 % GSR et d'électricité, en faisant la distinction selon l'efficacité de
 22 l'appareil électrique.

3.3 MARCHÉ RÉSIDENTIEL

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

Tableau 11
Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
Marché résidentiel (chauffage)
(Gaz naturel = 100)

Volume annuel	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille 1 010 m ³	Taille moyenne 1 955 m ³	Grande taille 2 914 m ³	6 unités 7 897 m ³	13 unités 15 000 m ³
2026-2027					
Électricité efficace	65	75	79	s. o.	s. o.
Électricité standard	81	98	106	97	148
Biénergie efficace	77	72	69	s. o.	s. o.
Biénergie standard	84	82	80	79	78
2027-2028					
Électricité efficace	65	75	79	s. o.	s. o.
Électricité standard	81	97	105	96	147
Biénergie efficace	77	72	69	s. o.	s. o.
Biénergie standard	84	81	79	79	77
2028-2029					
Électricité efficace	64	74	78	s. o.	s. o.
Électricité standard	80	96	104	95	144
Biénergie efficace	76	72	68	s. o.	s. o.
Biénergie standard	83	81	79	78	76
2029-2030					
Électricité efficace	64	73	77	s. o.	s. o.
Électricité standard	79	95	103	94	142
Biénergie efficace	76	71	68	s. o.	s. o.
Biénergie standard	83	80	78	77	75

1 De 2026-2027 à 2029-2030, 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 48 % par rapport à la facture de gaz naturel dans d'autres cas.

10 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture biénergie est de 23 % à 32 % moins
11 chère que la facture de gaz naturel, alors que pour l'électricité, la facture est de 21 % à 36 %
12 moins chère que la facture de gaz naturel.

Tableau 12

Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
Marché résidentiel (chauffage)
(Biénergie-GSR = 100)

Volume annuel	Unifamiliale, duplex, triplex (UDT)			Multihabitations	
	Petite taille 1 010 m ³	Taille moyenne 1 955 m ³	Grande taille 2 914 m ³	6 unités 7 897 m ³	13 unités 15 000 m ³
2026-2027					
Électricité efficace	76	89	95	s. o.	s. o.
Électricité standard	90	110	119	110	168
100 % GSR efficace	162	175	184	s. o.	s. o.
100 % GSR standard	156	166	173	175	202
2027-2028					
Électricité efficace	76	90	96	s. o.	s. o.
Électricité standard	91	110	120	110	168
100 % GSR efficace	162	175	184	s. o.	s. o.
100 % GSR standard	155	165	172	174	200
2028-2029					
Électricité efficace	76	90	96	s. o.	s. o.
Électricité standard	91	110	120	111	168
100 % GSR efficace	162	175	184	s. o.	s. o.
100 % GSR standard	155	165	172	174	200
2029-2030					
Électricité efficace	76	90	96	s. o.	s. o.
Électricité standard	91	111	120	111	169
100 % GSR efficace	161	174	183	s. o.	s. o.
100 % GSR standard	155	165	171	173	199

- 1 De 2026-2027 à 2029-2030, Énergir anticipe une situation concurrentielle généralement
- 2 favorable de la biénergie-GSR par rapport à l'électricité standard et au 100 % GSR. Seuls
- 3 l'électricité efficace et le petit UDT électrique standard ont une position concurrentielle favorable
- 4 face à la biénergie-GSR.

1 Considérant l'installation d'appareils standards, la facture électrique peut être 10 % moins chère
2 que la facture de biénergie-GSR, mais peut également représenter un surcoût de 69 %. La facture
3 100 % GSR est de 55 % à 102 % plus chère que la facture de biénergie-GSR.

4 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture électrique est de 24 % à 4 % moins
5 chère que la facture de biénergie-GSR. La facture 100 % GSR est de 61 % à 84 % plus chère
6 que la facture de biénergie-GSR.

3.4 MARCHÉ AFFAIRES

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

Tableau 13
Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
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>
2026-2027							
Électricité efficace	91	102	158	231	140	139	132
Électricité standard	110	126	187	283	164	154	152
Biénergie efficace	87	87	88	77	87	91	89
Biénergie standard	97	97	100	110	106	105	107
2027-2028							
Électricité efficace	91	102	158	230	140	139	132
Électricité standard	110	125	187	282	164	154	152
Biénergie efficace	87	87	88	77	87	90	88
Biénergie standard	97	97	100	110	106	105	107
2028-2029							
Électricité efficace	91	102	157	228	139	138	131
Électricité standard	110	125	186	279	163	153	151
Biénergie efficace	87	87	88	76	87	90	88
Biénergie standard	97	97	100	109	105	104	106
2029-2030							
Électricité efficace	90	101	157	225	138	137	129
Électricité standard	110	124	186	276	162	152	149
Biénergie efficace	87	87	88	76	87	90	88
Biénergie standard	97	97	99	108	105	104	105

1 Pour l'installation d'appareils standards de 2026-2027 à 2029-2030, Énergir anticipe que la
2 facture biénergie peut être jusqu'à 3 % 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. Pour l'électricité, la facture est de 10 % à 183 % plus chère que la facture de
5 gaz naturel.

6 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture biénergie est de 9 % à 24 % moins chère
7 que la facture de gaz naturel, alors que pour l'électricité, la facture peut être jusqu'à 10 % moins

- 1 chère que la facture de gaz naturel dans certains cas, mais peut également représenter un
2 surcoût de 131 % par rapport à la facture de gaz naturel dans d'autres cas.

Tableau 14
Situation concurrentielle projetée de 2026-2027 à 2029-2030
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
2026-2027							
Électricité efficace	90	100	162	225	140	131	125
Électricité standard	104	117	176	222	143	133	129
100% GSR efficace	140	139	137	178	143	139	144
100% GSR standard	133	132	126	144	126	128	128
2027-2028							
Électricité efficace	91	101	162	227	140	131	126
Électricité standard	104	117	176	223	144	134	129
100% GSR efficace	140	138	136	177	143	138	143
100% GSR standard	132	131	125	142	125	127	128
2028-2029							
Électricité efficace	91	102	163	229	141	132	126
Électricité standard	105	118	177	224	144	134	130
100% GSR efficace	139	138	136	176	142	138	143
100% GSR standard	131	130	124	141	124	126	127
2029-2030							
Électricité efficace	92	102	163	230	142	132	127
Électricité standard	105	118	177	225	144	134	130
100% GSR efficace	138	137	135	175	141	137	142
100% GSR standard	130	129	124	140	123	126	126

- 3 De 2026-2027 à 2029-2030, pour l'installation d'appareils standards, Énergir anticipe que la
4 facture 100 % GSR est de 23 % à 44 % plus chère que la facture de biénergie-GSR, alors que
5 pour l'électricité, la facture est de 4 % à 125 % plus chère que la facture de biénergie-GSR.
- 6 Considérant l'installation d'appareils efficaces, la facture 100 % GSR est de 35 % à 78 % plus
7 chère que la facture de biénergie-GSR, alors que pour l'électricité, la facture peut être jusqu'à

1 10 % moins chère que la facture de biénergie-GSR dans certains cas, mais peut également
2 représenter un surcoût de 130 % par rapport à la facture de biénergie-GSR dans d'autres cas.

4 PRÉVISION DES LIVRAISONS POUR L'ANNÉE EN COURS (2025-2026)

3 Dans la Cause tarifaire 2025-2026, les prévisions pour l'année 2025-2026 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 2025-2026² dans le scénario de base et la plus
7 récente révision volumétrique de l'année en cours, soit la révision 4/8 2025-2026.

4.1 LIVRAISONS 2025-2026 POUR LE MARCHÉ DES GRANDES ENTREPRISES (GE)

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 2025-2026 (3 078,1 10⁶m³) et la révision volumétrique
10 4/8 2025-2026 (3 041,0 10⁶m³). Les volumes associés aux différentes catégories représentent
11 une variation par rapport aux volumes de l'année précédente.

Tableau 15
Écarts de livraisons au marché grandes entreprises
Cause tarifaire 2025-2026 vs Révision volumétrique 4/8 2025-2026

DESCRIPTION	Prévision CT 2025-2026 (10 ⁶ m ³)	Révision 4/8 2025-2026 (10 ⁶ m ³)
Livraisons au 30 septembre 2025 (après interruptions)	3 156,0 *	3 116,0 **
Interruptions	2,4	0,0
Continu D ₄	0,0	0,0
Interruptible D ₅	2,4	0,0
Livraisons au 30 septembre 2025 (avant interruptions)	3 158,4	3 116,0
Pertes liées à l'efficacité énergétique	(31,6)	(22,6)
Continu D ₄	(27,1)	(19,7)
Interruptible D ₅	(4,5)	(2,9)
Gains (pertes) face à la concurrence	(4,9)	(17,2)
Continu D ₄	(3,1)	0,0

² R-4287-2024, pièce B-0166, Énergir-H, Document 2.

DESCRIPTION	Prévision	Révision
	CT 2025-2026 (10 ⁶ m ³)	4/8 2025-2026 (10 ⁶ m ³)
Interruptible D ₅	(1,8)	(17,2)
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	(51,9)	(36,5)
Continu D ₄	(47,9)	(27,6)
Interruptible D ₅	(3,9)	(8,9)
Fluctuations de production	(6,2)	0,1
Continu D ₄	20,3	22,1
Interruptible D ₅	(26,5)	(21,9)
Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃, et D₄, D₅	19,2	(28,2)
Continu D ₄	24,3	(11,0)
Interruptible D ₅	(5,1)	(17,2)
Nouvelles ventes	1,2	9,3
Continu D ₄	1,2	9,3
Interruptible D ₅	0,0	0,0
Gaz d'appoint concurrence	(6,1)	20,0
Continu D ₄	0,0	0,0
Interruptible D ₅	(6,1)	20,0
Impact du 29 février	0,0	0,0
Continu D ₄	0,0	0,0
Interruptible D ₅	0,0	0,0
Livraisons anticipées au 30 sept. 2026 (avant interruptions)	3 078,1	3 041,0
Interruptions nettes	(3,3)	(3,8)
Continu D ₄	0,0	0,0
Interruptible D ₅	(3,3)	(3,8)
Livraisons anticipées au 30 sept. 2026 (après interruptions)	3 074,8	3 037,2

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

* Livraisons anticipées au 30 septembre 2025, révision budgétaire 4/8 2024-2025 (R-4287-2024, B-0166, Énergir-H, Document 2, p. 20, tableau 15).

** Livraisons réelles 2024-2025 (R-4328-2025, B-0046, Énergir-9, Document 1, p. 1, lignes 12 et 23, colonne 5) et incluant les volumes de GNL.

- 1 Au 30 septembre 2025, les livraisons réelles avant interruptions sont inférieures de 42,4 10⁶m³ à
- 2 celles prévues lors de la Cause tarifaire 2025-2026 (3 116,0 10⁶m³ vs 3 158,4 10⁶m³). Au
- 3 30 septembre 2026, les livraisons prévues avant interruptions lors de la révision volumétrique
- 4 4/8 2025-2026 sont inférieures de 37,1 10⁶m³ (3 041,0 10⁶m³) par rapport aux livraisons établies
- 5 dans le cadre de la Cause tarifaire 2025-2026 (3 078,1 10⁶m³).

1 Les prévisions de la révision 4/8 2025-2026 offrent des variations à la baisse en comparaison
2 avec la prévision de la Cause tarifaire 2025-2026. Bien que plus faible que dans la
3 Cause tarifaire 2025-2026, la baisse liée à la conjoncture économique demeure la plus
4 importante, cette dernière étant attribuable à la fermeture d'un client du secteur des pâtes et
5 papiers, ainsi qu'à quelques baisses de production chez certains clients en raison des politiques
6 commerciales américaines. En ce qui a trait aux fluctuations de production, le tarif D₄ a connu
7 une légère augmentation lors de la révision volumétrique 4/8 2025-2026, principalement en lien
8 avec quelques clients du secteur des pâtes et papiers et de la pétrochimie. Plusieurs migrations
9 tarifaires sont également survenues. Certains clients, tant au tarif D₄ qu'au tarif D₅, ont vu leur
10 consommation diminuer et ont pivoté vers le tarif D₁. D'autre part, la demande en hausse pour le
11 gaz d'appoint concurrence est généralisée à travers plusieurs clients du secteur de la
12 construction.

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 1.

4.2 LIVRAISONS 2025-2026 POUR LE MARCHÉ DES PETIT ET MOYEN DÉBITS (PMD)

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 2025-2026 (2 912,3 10⁶m³) et la révision 4/8 2025-2026
17 (3 035,2 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.

Tableau 16

**Écarts de livraisons au marché petit et moyen débits
Cause tarifaire 2025-2026 vs révision volumétrique 4/8 2025-2026**

	DESCRIPTION	Prévision CT 2025-2026 (10 ⁶ m ³)	Révision 4/8 2025-2026 (10 ⁶ m ³)
1	Livraisons au 30 septembre 2025	2 953,9 *	3 035,2 **
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(20,4)	(18,3)
3	Économies d'énergie hors programmes	(10,0)	(10,9)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(14,7)	(5,8)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(8,6)	(4,7)
6	Normale climatique	(14,9)	(15,4)
7	Impact du 29 février	-	-
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	(1,5)	5,7
9	Maturation des nouvelles ventes	28,6	50,0
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2026	2 912,3	3 035,9

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

* R-4287-2024, pièce B-0166, Énergir-H, Document 2, p. 22, tableau 16, ligne 10.

** R-4328-2025, pièce B-0046, Énergir-9, Document 1, p. 1, colonne 5, ligne 5.

1 Pour l'année 2025-2026, une hausse de la demande de 123,6 10⁶m³ (2 912,3 10⁶m³ vs
2 3 035,9 10⁶m³) est anticipée par rapport aux livraisons initialement prévues lors de la
3 Cause tarifaire 2025-2026. Comme présenté au tableau 16, cette hausse des livraisons est
4 expliquée en grande partie par les livraisons réelles au 30 septembre 2025 (ligne 1, colonne de
5 droite). Effectivement, les livraisons réelles de 2024-2025 ont été de 81,4 10⁶m³ (2 953,9 10⁶m³
6 vs 3 035,2 10⁶m³) plus élevées que la prévision pour l'année 2024-2025 de la
7 Cause tarifaire 2025-2026. Cet écart s'explique principalement par les fluctuations de la
8 consommation des grandes entreprises aux tarifs D₁ et D₃ observées en 2024-2025, qui ont été
9 plus importantes qu'anticipées.

10 De plus, la maturation des nouvelles ventes devrait être plus forte que ce qui avait été prévu lors
11 de la Cause tarifaire 2025-2026, compte tenu des prévisions plus optimistes de mises en chantier
12 pour 2025-2026 (50,0 10⁶m³ vs 28,6 10⁶m³).

1 Les estimations lors de la Cause tarifaire 2025-2026 anticipaient une réduction plus élevée des
2 livraisons aux volets résidentiel, commercial et institutionnel des programmes de biénergie.
3 L'écart de $8,9 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ($14,7 \cdot 10^6 \text{m}^3$ vs $5,8 \cdot 10^6 \text{m}^3$) s'explique en grande partie par une révision, dans
4 les prévisions de la Cause tarifaire 2026-2027, du module de réduction de volume des
5 programmes de biénergie. Cette révision vise à affiner plusieurs hypothèses et considérations de
6 calcul.

7 L'objectif recherché est de mieux refléter les diverses dynamiques commerciales et techniques
8 observées depuis les trois années suivant l'entrée en vigueur du premier programme de
9 biénergie. Les principales améliorations, ainsi que leur impact respectif sur les transferts de
10 volumes vers l'électricité, sont résumées ci-dessous :

- 11 • Considération du délai entre la vente biénergie et l'activation officielle du client au tarif DT.
12 Ce délai moyen est de trois mois pour le volet résidentiel et de six mois pour les volets
13 commercial et institutionnel, selon les statistiques historiques. (*Effet à la baisse des*
14 *transferts*);
- 15 • Intégration dans les prévisions de la banque des ventes non activées. (*Effet à la hausse*
16 *des transferts*);
- 17 • Ajustements liés à la conversion de l'eau chaude domestique (ECD), visée par l'offre, des
18 hypothèses de transfert de volume, sur la base des conversions de cet usage réellement
19 observé. (*Effet à la baisse des transferts étant plus important au volet résidentiel.*);
- 20 • Mise à jour du profil moyen des clients par usage, selon la proportion de clients disposant
21 de l'ECD. (*Effet à la baisse des transferts*);
- 22 • Révision des taux de pénétration, influencée par les nombreuses complexités associées
23 à la commercialisation de la biénergie (par exemple, la démocratisation de l'offre auprès
24 des clients et partenaires d'Énergir dans la commercialisation et l'installation, les
25 configurations d'équipements et la nature et le coût des travaux à réaliser). Les écarts
26 constatés entre le réel et le prévisionnel des années passées sont donc intégrés dans les
27 prévisions futures. (*Effet à la baisse des transferts, particulièrement pour les volets*
28 *commercial et institutionnel*).

29 En outre, les estimations lors de la Cause tarifaire 2025-2026 anticipaient que certains clients du
30 marché des GE aux tarifs D₁ et D₃ migreraient vers les tarifs D₄ et D₅. La révision 4/8 2025-2026

1 anticipe plutôt une hausse des volumes du marché des PMD, attribuable à la migration inverse
2 de clients des tarifs D₄ et D₅ vers les tarifs D₁ et D₃.

3 De plus, les pertes de volumes liées à la conjoncture économique devraient être moins
4 importantes que celles prévues lors de la Cause tarifaire 2025-2026, avec un écart de 3,9 10⁶m³
5 (8,6 10⁶m³ vs 4,7 10⁶m³).

6 Finalement, les prévisions des économies d'énergie attribuables au PGEÉ anticipées par la
7 révision 4/8 2025-2026 devraient être de 2,2 10⁶m³ moins élevées que celles prévues lors de la
8 Cause tarifaire 2025-2026.

4.3 NOMBRE ANTICIPÉ DE CLIENTS 4/8 2025-2026 ET CT 2026-2027

9 Le tableau 17 présente le nombre anticipé de clients lors de la révision volumétrique
10 4/8 2025-2026 ainsi que dans la Cause tarifaire 2026-2027.

Tableau 17
Nombre anticipé de clients
Révision volumétrique 4/8 2025-2026
et Cause tarifaire 2026-2027

Nombre de clients	Total
4/8 2025-2026	211 706
CT 2026-2027	209 354

5 PRÉVISIONS DES LIVRAISONS 2026-2030

11 Le 18 novembre 2024³, le gouvernement québécois (Gouvernement) a annoncé la mise en place
12 de nouvelles règles pour encadrer l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du bâtiment. Deux
13 règlements existants sont en voie d'être bonifiés :

- 14 • Pour le *Règlement sur les appareils de chauffage au mazout*, le Gouvernement prévoit
15 un élargissement de sa portée à l'ensemble de la province, soit l'interdiction d'installation
16 d'appareils de chauffage au gaz naturel dans les bâtiments résidentiels neufs de moins

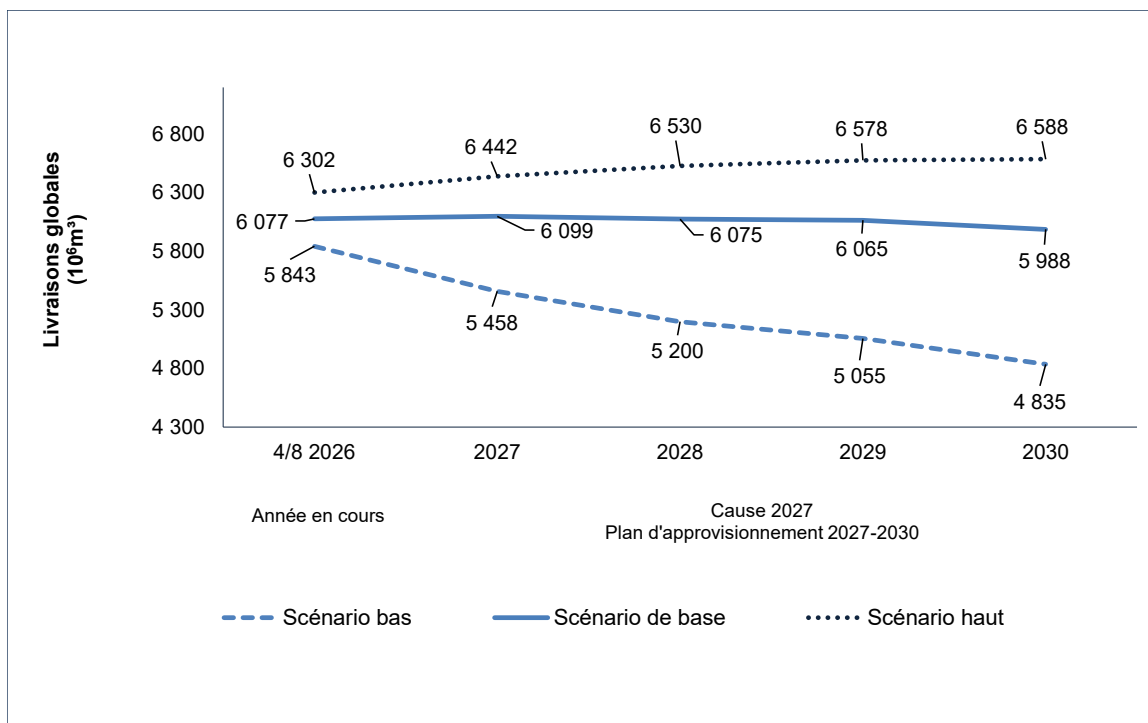
³ Encadrement du gaz naturel dans le secteur des bâtiments - Un plan pour atteindre 100 % d'énergies renouvelables à l'horizon 2040. Gouvernement du Québec.

1 de 600 m² et de trois étages ou moins : cette interdiction est déjà en vigueur à Montréal,
2 conformément au *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux*
3 *bâtiments*. Énergir a pris en considération l'entrée en vigueur de l'élargissement de ce
4 Règlement à partir du 1^{er} octobre 2026 pour les prévisions des livraisons 2027-2030. Le
5 développement des petits clients résidentiels à l'échelle de la province sera ainsi limité.
6 L'impact de l'élargissement de ce Règlement est une réduction de 425 nouvelles ventes
7 et d'environ 575 000 m³ pour l'année 2026-2027;

- 8 • Pour le *Règlement concernant le gaz de source renouvelable*, le Gouvernement prévoit
9 une bonification des quantités de gaz de source renouvelable attribuées aux bâtiments
10 existants des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel pour qu'à l'horizon 2040,
11 aucun volume de gaz naturel fossile ne soit distribué pour le chauffage de ces secteurs.
12 Comme les modalités ne sont pas connues, Énergir n'a pas considéré la bonification de
13 ce Règlement dans les hypothèses de la cause tarifaire.

14 La section qui suit présente les livraisons prévues pour les quatre années du plan
15 d'approvisionnement 2027-2030, et ce, pour les scénarios de base, haut et bas. La résultante de
16 chacun des scénarios est illustrée au graphique 1. Ce graphique présente également les
17 scénarios de base, bas et haut issus de la révision 4/8 2025-2026.

Graphique 1
Scénarios de base, bas et haut
Livraisons globales 2026-2030 (avant interruptions)



5.1 SCÉNARIO DE BASE 2027-2030

5.1.1 Livraisons 2027-2030 pour le marché des grandes entreprises

1 La prévision des volumes pour le marché des GE est effectuée client par client et n'utilise
 2 pas de modèle économique spécifique. Ce sont plus de 430 clients, consommant environ
 3 55 % des volumes globaux d'Énergir, qui ont été contactés par les représentants d'Énergir
 4 afin de produire des prévisions de livraisons propres à la réalité de chacun. Ainsi, Énergir
 5 discute avec chacun de ces clients dans le but d'établir des prévisions sur l'horizon du
 6 plan d'approvisionnement et de tenir compte des facteurs économiques et contextuels qui
 7 pourraient influencer la consommation des clients.

8 Qu'il s'agisse du contexte de marché dans lequel évolue le client, des variations de
 9 production anticipées, des dynamiques de prix des énergies alternatives, de la volonté
 10 des clients de décarboner certains usages, de l'efficacité énergétique ou autres, les

1 représentants d'Énergir s'informent sur les différents paramètres pouvant modifier les
2 habitudes de consommation de leurs clients.

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

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

Tableau 18

Livraisons de gaz naturel 2027-2030
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
Livraisons anticipées au 30 sept. 2026 (après interruptions)	2 650,0	387,2	3 037,2
Interruptions nettes	0,0	3,8	3,8
Livraisons anticipées au 30 sept. 2026 (avant interruptions)	2 650,0	390,9	3 041,0
Pertes liées à l'efficacité énergétique	-22,2	-4,5	-26,7
Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	0,0	0,0
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	15,2	-5,9	9,3
Fluctuations de production	59,4	-9,1	50,4
Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-1,7	0,0	-1,7
Nouvelles ventes	20,4	2,5	22,9
Gaz d'appoint concurrence	0,0	2,4	2,4
Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
Livraisons anticipées au 30 sept. 2027 (avant interruptions)	2 721,3	376,3	3 097,6
Pertes liées à l'efficacité énergétique	-23,0	-4,0	-27,0

DESCRIPTION	Continu D ₄ 10 ⁶ m ³	Interruptible D ₅ 10 ⁶ m ³	Total 10 ⁶ m ³
Gains (pertes) face à la concurrence	-23,9	0,0	-23,9
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-4,0	0,0	-4,0
Fluctuations de production	24,5	1,8	26,3
Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-1,9	0,0	-1,9
Nouvelles ventes	4,0	0,0	4,0
Gaz d'appoint concurrence	0,0	-8,1	-8,1
Impact du 29 février	8,5	1,0	9,5
Livraisons anticipées au 30 sept. 2028 (avant interruptions)	2 705,5	367,0	3 072,5
Pertes liées à l'efficacité énergétique	-22,2	-2,8	-25,0
Gains (pertes) face à la concurrence	-1,5	-1,9	-3,4
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	0,0	0,0	0,0
Fluctuations de production	36,9	2,4	39,3
Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
Nouvelles ventes	68,2	3,0	71,2
Gaz d'appoint concurrence	0,0	-17,1	-17,1
Impact du 29 février	-8,5	-1,0	-9,5
Livraisons anticipées au 30 sept. 2029 (avant interruptions)	2 778,4	349,6	3 128,0
Pertes liées à l'efficacité énergétique	-23,8	-3,0	-26,8
Gains (pertes) face à la concurrence	0,0	-4,5	-4,5
Récupérations (pertes) liées à la conjoncture économique	-1,7	-4,1	-5,8
Fluctuations de production	12,7	0,2	12,9
Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	0,0	0,0	0,0
Nouvelles ventes	19,7	0,0	19,7
Gaz d'appoint concurrence	0,0	7,2	7,2
Impact du 29 février	0,0	0,0	0,0
Livraisons anticipées au 30 sept. 2030 (avant interruptions)	2 785,2	345,4	3 130,6

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

1 Les livraisons totales pour le marché des GE devraient légèrement augmenter sur la durée
2 du plan d'approvisionnement, passant de 3 041 10⁶m³ en 2025-2026 à 3 130,6,4 10⁶m³
3 en 2029-2030.

4 Les variations prévues au tarif D₄ engendrent une augmentation des volumes entre
5 2025-2026 et 2026-2027. Bien qu'une baisse non négligeable soit anticipée en raison des
6 pertes liées à l'efficacité énergétique, des récupérations liées à la conjoncture
7 économique, à des fluctuations de production ainsi qu'à la maturation de nouveaux projets

1 viennent contrebalancer cette baisse. Les fluctuations de production positives proviennent
2 principalement de clients du secteur de la métallurgie et de la pétrochimie. Une reprise
3 économique favorable est également attendue chez quelques clients des mêmes
4 secteurs.

5 Au tarif D₅, la baisse globale des volumes de 14,7 10⁶m³ entre 2025-2026 et 2026-2027
6 s'explique principalement par une variation de la fluctuation de production, notamment en
7 lien avec un client du secteur de la production d'énergie et un client du secteur de la
8 construction.

9 Entre 2026-2027 et 2027-2028, les volumes globaux diminueront de 25,1 10⁶m³,
10 provenant en partie de l'électrification de deux clients : l'un du secteur institutionnel, l'autre
11 du secteur de la chimie. L'augmentation de 24,5 10⁶m³ liée aux fluctuations de production
12 est attribuable à plusieurs clients du secteur de la métallurgie. Cette augmentation sera
13 en partie absorbée par l'effritement des volumes causé par l'efficacité énergétique
14 (-27 10⁶m³).

15 Une hausse des livraisons du marché des GE est à prévoir à compter de 2028-2029, alors
16 que les volumes globaux passeront à 3 128 10⁶m³, comparativement à 3 072,5 10⁶m³ en
17 2027-2028. La majeure partie de l'augmentation devrait être attribuable aux nouvelles
18 ventes. Un nouveau projet du secteur de la production d'énergie ainsi qu'un du secteur
19 de la pétrochimie composent la majorité de la hausse anticipée.

20 Il est à noter qu'en 2029-2030, l'efficacité énergétique devrait à nouveau représenter une
21 baisse significative des volumes distribués. Toutefois, la maturation des nouveaux projets
22 ainsi que les fluctuations de production, principalement attribuables à trois clients du
23 secteur de la métallurgie, devraient venir contrebalancer la baisse et stabiliser les
24 livraisons comparativement au niveau de 2028-2029.

5.1.2 Livraisons 2027-2030 pour le marché des petit et moyen débits

25 La prévision des volumes pour le marché des PMD est réalisée de façon globale pour
26 l'ensemble des clients. Les facteurs pouvant influencer la demande (situation et
27 conjoncture économique; position concurrentielle; efficacité énergétique; etc.) sont

1 analysés distinctement de façon à quantifier le plus précisément possible l'impact de
2 chacun sur les livraisons.

3 Le tableau 19 présente la prévision de la demande de gaz naturel pour le marché des
4 PMD au scénario de base.

Tableau 19
Livraisons de gaz naturel 2027-2030
Marché des petit et moyen débits

DESCRIPTION		
1	Livraisons anticipées au 30 septembre 2026	3 035,9
2	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(21,9)
3	Économies d'énergie hors-programmes	(9,1)
4	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(11,2)
5	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(15,4)
6	Évolution de la normale climatique	0,1
7	Impact du 29 février	-
8	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
9	Maturation des nouvelles ventes	23,3
10	Livraisons anticipées au 30 septembre 2027	3 001,8
11	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(22,2)
12	Économies d'énergie hors-programmes	(12,0)
13	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(14,4)
14	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	11,9
15	Évolution de la normale climatique	5,2
16	Impact du 29 février	3,0
17	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
18	Maturation des nouvelles ventes	29,3
19	Livraisons anticipées au 30 septembre 2028	3 002,5
20	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(22,5)
21	Économies d'énergie hors-programmes	(18,0)
22	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(16,8)
23	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(22,8)
24	Évolution de la normale climatique	(11,2)
25	Impact du 29 février	(3,0)
26	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
27	Maturation des nouvelles ventes	28,9
28	Livraisons anticipées au 30 septembre 2029	2 937,0
29	Économies d'énergie attribuables au PGEÉ	(22,1)
30	Économies d'énergie hors-programmes	(23,5)
31	Transferts vers l'électricité attribuables à la biénergie	(21,6)
32	Pertes et variations liées à la conjoncture/structure économique	(36,7)
33	Évolution de la normale climatique	(3,0)
34	Impact du 29 février	-
35	Migration des clients entre les tarifs D ₁ , D ₃ et D ₄ , D ₅	-
36	Maturation des nouvelles ventes	27,5
37	Livraisons anticipées au 30 septembre 2030	2 857,7

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

1 Les livraisons pour le marché des PMD seront en baisse de 34,2 10⁶m³ la première année
2 du plan d'approvisionnement, passant de 3 035,9 10⁶m³ à 3 001,8 10⁶m³. L'ensemble des
3 mesures de décarbonation, soit les mesures d'efficacité énergétique du PGEÉ, celles
4 réalisées hors des programmes d'Énergir, ainsi que les programmes de biénergie
5 résidentielle, commerciale et institutionnelle, constitue le principal facteur expliquant cette
6 diminution des livraisons. Parmi ces mesures, les économies d'énergie attribuables au
7 PGEÉ entraîneront une baisse des livraisons de 21,9 10⁶m³ (ligne 2 du tableau 19), ce
8 qui représente 60 % de la diminution totale.

9 L'augmentation des livraisons découlant de la maturation des nouvelles ventes aux
10 tarifs D₁ et D₃, ainsi que l'évolution de la normale climatique seront les seuls éléments
11 permettant de contrebalancer partiellement cette baisse.

12 Par la suite, les volumes de livraisons diminueront légèrement de 0,8 10⁶m³ à la deuxième
13 année, puis de 65,5 10⁶m³ à la troisième année du plan d'approvisionnement, et enfin, de
14 79,4 10⁶m³ à la quatrième année du plan. Les principales raisons expliquant ces variations
15 de livraisons sont détaillées ci-dessous.

16 **Mesures d'économies d'énergie :** Les économies d'énergie réalisées grâce au PGEÉ
17 affecteront à la baisse les livraisons prévues. Ces économies représenteront une
18 réduction moyenne de 22,3 10⁶m³ par année entre 2027-2028 et 2029-2030, lesquelles
19 sont évaluées à partir des économies brutes associées aux différents programmes et
20 excluent les économies d'énergie attribuables à des mesures d'efficacité énergétique
21 conçues pour les nouvelles constructions, ces dernières étant intégrées directement à la
22 maturation des nouvelles ventes.

23 La mise en place de mesures d'efficacité énergétique provenant d'initiatives autonomes
24 des clients, qualifiées de *hors programmes*, aura également un effet à la baisse
25 importante sur les livraisons (-9,1 10⁶m³ en 2026-2027). Cet effet baissier sur les
26 livraisons sera de plus en plus important à l'horizon du plan d'approvisionnement puisque
27 le potentiel d'économies d'énergie a été évalué à la hausse pour les années à venir
28 (-23,5 10⁶m³ en 2026-2027). Une meilleure pénétration des mesures en efficacité
29 énergétique au fil du temps ainsi que le rehaussement des normes d'efficacité comme
30 celles sur certains appareils ou la cotation des bâtiments devraient se solder par une

1 augmentation des économies d'énergie hors des programmes d'efficacité d'énergie
2 proposés par Énergir.

3 **Biénergie** : Les estimations de volumes transférés vers l'électricité attribuables à la
4 biénergie considèrent les raffinements résumés dans la section 3.2. Ces volumes
5 transférés par les volets résidentiel, commercial et institutionnel du programme de
6 biénergie sont prévus à $-11,2 \text{ } 10^6\text{m}^3$ pour 2026-2027. Ces volumes augmenteront
7 progressivement pour atteindre jusqu'à $-21,6 \text{ } 10^6\text{m}^3$ par année à l'horizon 2029-2030.

8 Les hypothèses de biénergie pour le secteur résidentiel prennent en considération un taux
9 de pénétration du potentiel de clients admissibles à la biénergie de 66 % pour 2025-2026
10 et de 72 % pour 2026-2027. Pour les volets commercial et institutionnel, les taux de
11 pénétration prévus sont de 10 % et 18 % respectivement en 2025-2026, puis de 13 % et
12 25 % respectivement en 2026-2027.

13 **Pertes et variations** : Il existe un lien significatif entre la croissance économique et le
14 niveau de pertes et variations de consommation générées par la clientèle d'Énergir.
15 Chaque année, les volumes sont réduits d'une portion plus ou moins grande en raison,
16 par exemple, de faillites ou de réductions de production. Les prévisions de pertes et
17 variations sont notamment établies à l'aide d'une régression linéaire en fonction du PIB.
18 Toutes choses étant égales par ailleurs, plus la croissance économique est élevée, moins
19 les pertes subies sont importantes. La croissance prévue du PIB québécois pour l'année
20 tarifaire 2026-2027 est de 1,46 %, amenant une baisse des livraisons estimée à
21 $15,4 \text{ } 10^6\text{m}^3$.

22 **Normale climatique** : La normale climatique a été mise à jour à partir des données
23 historiques de température et de vitesse du vent des 30 dernières années (1996-2025)
24 pour chacune des régions d'Énergir. À la suite de cette mise à jour, l'impact du
25 changement de la normale climatique d'une année à l'autre sur les livraisons prévues a
26 été évalué. Cet impact est de $0,1 \text{ } 10^6\text{m}^3$ pour 2026-2027 est de $5,2 \text{ } 10^6\text{m}^3$ (lignes 6 et 15
27 du tableau 19). L'écart positif de la normale climatique pour 2026-2027 par rapport à
28 2025-2026 s'explique principalement par l'effet de la composante « vitesse du vent par
29 degré-jour ». L'écart pour 2027-2028 par rapport à 2026-2027 est, quant à lui,
30 principalement attribuable à la journée additionnelle de février 2028.

1 La baisse des volumes liée à la normalisation des températures pour les années
2 2028-2029 et 2029-2030 provient essentiellement du réchauffement climatique tendanciel
3 prévu.

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

8 **Migration des clients entre les tarifs D₁, D₃ et D₄, D₅ :** La migration des clients consiste
9 en un transfert de volumes entre les tarifs D₄ et D₅ et les tarifs D₁ et D₃. Aucune autre
10 migration tarifaire n'est prévue.

11 **Maturation des nouvelles ventes :** Les prévisions de nouvelles ventes sont déterminées
12 à l'aide de différents modèles économiques. Ces modèles prennent en compte l'impact
13 du programme de biénergie, mais aussi celui du *Règlement sur les appareils de chauffage*
14 *au mazout* et celui de *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre des nouveaux*
15 *bâtiments* à Montréal.

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

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

25 Une fois les prévisions des nouvelles ventes établies, elles sont transposées en volumes
26 de livraison, lesquels correspondent aux ventes signées d'une année et qui ne sont pas
27 totalement consommés l'année suivante. Des analyses portant sur la consommation
28 réelle des clients suivant la signature de la vente démontrent que les volumes des
29 nouvelles ventes atteignent leur pleine maturation après trois ans. À titre d'exemple, les

1 volumes des ventes signées en 2023-2024 atteindront donc leur pleine maturation en
2 2025-2026. L'analyse permet de déterminer un ratio annuel qui est utilisé afin de répartir
3 les volumes entre les années suivant la vente. Afin de déterminer les volumes provenant
4 de la maturation des nouvelles ventes qui influencent les livraisons de 2026-2027, Énergir
5 utilise, d'une part, les volumes réellement signés en 2024-2025 et, d'autre part, des
6 volumes prévisionnels de 2025-2026 et 2026-2027 : Énergir affecte le ratio ainsi établi
7 aux volumes annuels.

8 La hausse de volumes liés aux ventes biénergie pour les segments résidentiel,
9 commercial et institutionnel — compris dans la rubrique *maturation de nouvelles ventes* —
10 devrait rester marginale, malgré la légère augmentation annuelle prévue. Les volumes
11 associés à ces ventes devraient représenter 0,8 10⁶m³ sur les livraisons pour 2029-2030.

12 La contribution du GNC aux volumes associés à la maturation de nouvelles ventes a été
13 historiquement plutôt faible. Cependant, la disponibilité des nouvelles technologies au
14 niveau des moteurs à GNC au cours de la période 2026-2030, le nombre en croissance
15 de clients ayant des plans pour réduire leur GES et pour renouveler leurs flottes de
16 camions, ainsi que l'expansion de réseaux de stations (publiques et privées) pour les
17 desservir devraient impacter à la hausse la demande de GNC. La part prévue des
18 livraisons de GNC à la variable de maturation de nouvelles ventes devrait graviter autour
19 de 8 % en 2027, tandis que cette proportion devrait s'élever à 14,5 % en 2029-2030.

5.1.3 Livraisons globales (scénario de base)

20 Les livraisons globales pour le plan d'approvisionnement 2027-2030 sont présentées au
21 tableau ci-dessous.

Tableau 20
Scénario de base
Livraisons globales de gaz naturel 2027-2030
Petit et moyen débits et grandes entreprises
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2026*	Causes tarifaires 2027-2030			
		2027	2028	2029	2030
Service continu	5 685,9	5 723,1	5 708,0	5 715,4	5 642,8
Grandes entreprises	2 650,0	2 721,3	2 705,5	2 778,4	2 785,2
Petit et moyen débits	3 035,9	3 001,8	3 002,5	2 937,0	2 857,7
Service interruptible	390,9	376,3	367,0	349,6	345,4
Contrat régulier	214,1	200,8	199,6	199,3	187,9
Contrat gaz d'appoint	176,9	175,5	167,4	150,3	157,5
Total	6 076,9	6 099,3	6 075,0	6 065,0	5 988,3

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

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

1 Les résultats démontrent qu'entre les prévisions de l'année en cours et celles de l'année
2 2026-2027, une légère hausse des livraisons totales est anticipée. À l'horizon du plan,
3 une tendance à la baisse est toutefois envisagée entre 2026-2027 et 2029-2030, où une
4 décroissance de 1,82 % est constatée.

5.2 SCÉNARIO HAUT

5 Un scénario haut par rapport au scénario de base a été analysé de 2025-2026 à 2029-2030 pour
6 évaluer la demande maximale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement.

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

- 8 • Une croissance économique variant de 2,46 % en 2026-2027 à 2,65 % en 2029-2030, soit
9 1 % de plus par année comparativement au scénario de base;
- 10 • Une hausse de 10 % des mises en chantier du secteur résidentiel.

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

1 projets qui pourraient se réaliser entre 2026-2027 et 2029-2030, mais dont la probabilité de
 2 réalisation n'est pas suffisamment élevée pour qu'ils soient inclus dans le scénario de base. Il
 3 s'agit de projets pour lesquels la probabilité de réalisation est supérieure ou égale à 25 % et
 4 inférieure à 50 %. Toutefois, sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2027-2030 aucun projet
 5 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 2027-2030
Petit et moyen débits et grandes entreprises (avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours	Causes tarifaires 2027-2030			
	4/8 2026*	2027	2028	2029	2030
Service continu	5 867,2	6 023,7	6 116,6	6 163,5	6 182,8
Grandes entreprises	2 783,7	2 896,6	2 925,2	2 977,4	3 007,3
Petit et moyen débits	3 083,5	3 127,1	3 191,4	3 186,1	3 175,6
Service interruptible	435,0	455,7	441,9	422,8	421,8
Contrat régulier	236,9	253,9	249,3	249,9	240,6
Contrat gaz d'appoint	198,1	201,8	192,5	172,9	181,2
Total	6 302,3	6 479,4	6 558,5	6 586,3	6 604,6

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

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

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

Tableau 22
Écarts des scénarios de base et haut
Livraisons globales de gaz naturel 2027-2030 (avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2026*	Causes tarifaires 2027-2030			
		2027	2028	2029	2030
Service continu	181,3	300,6	408,5	448,1	540,0
Grandes entreprises	133,7	175,3	219,7	199,0	222,1
Petit et moyen débits	47,6	125,3	188,8	249,1	317,9
Service interruptible	44,1	79,5	74,9	73,2	76,4
Contrat régulier	22,9	53,2	49,8	50,6	52,7
Contrat gaz d'appoint	21,3	26,3	25,1	22,6	23,6
Total	225,4	380,1	483,5	521,3	616,3

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

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

7 Au service continu du marché des GE, la hausse des volumes est principalement due à plusieurs
8 hausses de production chez les clients. En 2029-2030, ces fluctuations de production devraient
9 ajouter près de 298,5 10⁶m³.

10 Pour le marché des PMD, la demande serait en hausse de 125,3 10⁶m³ en 2026-2027, dans un
11 contexte haussier par rapport au scénario de base. Cette augmentation des volumes est d'abord
12 due à la croissance économique plus optimiste que prévu au scénario haut, qui aurait un impact
13 à la hausse sur les nouvelles ventes et les livraisons chez les clients existants. La position
14 concurrentielle très favorable du gaz naturel et la hausse des mises en chantier ont aussi un
15 impact positif sur les nouvelles ventes. Dans un contexte haussier, les pertes de volumes liées à
16 l'efficacité énergétique et la biénergie seraient également moins grandes.

5.3 SCÉNARIO BAS

1 Un scénario bas par rapport au scénario de base a été analysé de 2025-2026 à 2029-2030 pour
2 évaluer la demande minimale de gaz naturel pour la durée du plan d'approvisionnement. Les
3 hypothèses économiques retenues pour l'élaboration de ce scénario sont les suivantes :

- 4 • Une croissance économique plus faible, variant de 0,46 % en 2026-2027 à 0,65 % en
5 2029-2030, soit 1 % de moins par année comparativement au scénario de base;
- 6 • Une baisse de 10 % des mises en chantier du secteur résidentiel.

7 De plus, dans le cas du marché des GE, les volumes de plusieurs clients sont ajustés à la baisse
8 afin de tenir compte de conditions défavorables propres à chacun et pouvant influencer
9 négativement leur consommation, voire entraîner des fermetures. Le scénario bas exclut
10 également les volumes de certains projets qui pourraient se réaliser entre 2026-2027 et
11 2029-2030, mais dont la probabilité de réalisation est en dessous de 75 %.

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

Tableau 23
Scénario bas
Livraisons globales de gaz naturel 2027-2030 (avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2026*	Causes tarifaires 2027-2030			
		2027	2028	2029	2030
Service continu	5 494,7	5 218,8	4 961,5	4 820,7	4 608,4
Grandes entreprises	2 515,8	2 382,4	2 236,2	2 237,7	2 169,6
Petit et moyen débits	2 978,9	2 836,4	2 725,3	2 583,0	2 438,8
Service interruptible	348,6	262,7	254,9	237,5	235,8
Contrat régulier	200,1	122,3	121,0	117,3	109,7
Contrat gaz d'appoint	148,5	140,4	133,9	120,3	126,0
Total	5 843,3	5 481,5	5 216,5	5 058,2	4 844,1

* 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
2 tableau 20.

Tableau 24
Écarts des scénarios de base et bas
Livraisons globales de gaz naturel 2027-2030 (avant interruptions)
(10⁶m³)

DESCRIPTION	Année en cours 4/8 2026*	Causes tarifaires 2027-2030			
		2027	2028	2029	2030
Service continu	(191,2)	(504,3)	(746,5)	(894,7)	(1 034,5)
Grandes entreprises	(134,2)	(338,9)	(469,3)	(540,7)	(615,6)
Petit et moyen débits	(57,0)	(165,4)	(277,2)	(354,1)	(418,9)
Service interruptible	(42,3)	(113,6)	(112,1)	(112,1)	(109,7)
Contrat régulier	(14,0)	(78,5)	(78,6)	(82,0)	(78,1)
Contrat gaz d'appoint	(28,3)	(35,1)	(33,5)	(30,1)	(31,5)
Total	(233,5)	(617,9)	(858,5)	(1 006,8)	(1 144,1)

* Volumes après interruptions pour les mois réels.

3 La demande du marché des GE pourrait décroître de façon significative dans un contexte
4 baissier.

5 Dans le cas du service continu du marché des GE, plusieurs clients verraient leur production
6 ralentir, influencée par une faible croissance économique et des conditions de prix et de marché
7 désavantageuses. Le contexte macroéconomique actuel en lien avec les tarifs douaniers
8 américains fait également planer son lot d'incertitudes. Chez certains clients, le scénario bas
9 reflète un risque de délocalisation de la production vers les États-Unis. En 2029-2030, la réduction
10 de la consommation entre le scénario bas et le scénario de base totalisera 725,3 10⁶m³.

11 Pour le marché des PMD, la demande serait en baisse de 165,4 10⁶m³ en 2026-2027 par rapport
12 au scénario de base. Cette diminution des volumes serait d'abord due à la croissance
13 économique plus faible, ce qui aurait un impact négatif sur les nouvelles ventes et amènerait une
14 pression à la baisse sur les livraisons des clients existants. La détérioration de la situation
15 concurrentielle du gaz naturel et la diminution des mises en chantier auraient aussi un impact
16 négatif sur les nouvelles ventes. L'augmentation des volumes liée à l'efficacité énergétique ainsi

1 que l'adhésion de tout le potentiel de clients admissibles à la biénergie par année aurait
2 également un impact à la baisse sur la demande de gaz naturel.

5.4 COMPARAISON DES PLANS D'APPROVISIONNEMENT 2026-2030 ET 2025-2029

3 Les tableaux qui suivent comparent les prévisions établies dans le cadre de la présente cause
4 tarifaire avec celles établies lors de la Cause tarifaire 2025-2026⁴. Le tableau 25 présente une
5 comparaison par marché, alors qu'une comparaison par service est présentée au tableau 26. Les
6 volumes de l'année 2025-2026 associés au plan d'approvisionnement 2027-2030 correspondent
7 aux prévisions effectuées lors de la révision volumétrique 4/8 2025-2026.

Tableau 25

**Comparaison des livraisons par marché
Plan 2027-2030 vs Plan 2026-2029 (avant interruptions)**

	2026 <i>10⁶ m³</i>	2027 <i>10⁶ m³</i>	2028 <i>10⁶ m³</i>	2029 <i>10⁶ m³</i>	2030 <i>10⁶ m³</i>
Petit et moyen débits					
Plan 2027-2030	3 035,9	3 001,8	3 002,5	2 937,0	2 857,7
Plan 2026-2029	2 912,3	2 893,6	2 857,9	2 771,7	s/o
Écart	123,6	108,2	144,6	165,3	s/o
Grandes entreprises					
Plan 2027-2030	3 041,0	3 097,6	3 072,5	3 128,0	3 130,6
Plan 2026-2029	3 078,1	3 103,2	3 075,0	3 054,4	s/o
Écart	(37,2)	(5,7)	(2,5)	73,6	s/o
Total					
Plan 2027-2030	6 076,9	6 099,3	6 075,0	6 065,0	5 988,3
Plan 2026-2029	5 990,4	5 996,8	5 932,9	5 826,1	s/o
Écart	86,4	102,5	142,1	238,9	s/o

⁴ R-4287-2024, pièce B-0166, Énergir H, Document 2.

Tableau 26

**Comparaison des livraisons par service
Plan 2027-2030 vs Plan 2026-2029 (avant interruptions)**

	2026 <i>10⁶ m³</i>	2027 <i>10⁶ m³</i>	2028 <i>10⁶ m³</i>	2029 <i>10⁶ m³</i>	2030 <i>10⁶ m³</i>
Service continu					
Plan 2027-2030	5 685,9	5 723,1	5 708,0	5 715,4	5 642,8
Plan 2026-2029	5 675,2	5 601,3	5 602,4	5 541,1	s/o
Écart	10,8	121,8	105,6	174,3	s/o
Service interruptible					
Plan 2027-2030	390,9	376,3	367,0	349,6	345,4
Plan 2026-2029	437,1	389,1	394,4	391,8	s/o
Écart	(46,1)	(12,8)	(27,4)	(42,2)	s/o
Total					
Plan 2027-2030	6 076,9	6 099,3	6 075,0	6 065,0	5 988,3
Plan 2026-2029	6 112,2	5 990,4	5 996,8	5 932,9	s/o
Écart	(35,4)	108,9	78,2	132,1	s/o

5.5 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.

5.6 SUIVIS DE DÉCISIONS

4 Dans sa décision D-2019-141, la Régie demandait à Énergir le dépôt de deux suivis⁵ :

- 5 • Le premier suivi demandé par la Régie vise le dépôt de l'annexe Q-4.3/Q-4.4 de la pièce
6 B-0233, Énergir-T, Document 10 de la Cause tarifaire 2019-2020 (R-4076-2018) en
7 utilisant la nouvelle grille d'évaluation et en y ajoutant, au fur et à mesure, les
8 renseignements relatifs aux dossiers tarifaires les plus récents, afin de permettre de suivre

⁵ Décision D-2019-141, paragr. 194 et 282.

1 individuellement chaque projet entre les différents plans d'approvisionnement depuis la
2 Cause tarifaire 2013-2014. Ce suivi est déposé à l'annexe 3, sous pli confidentiel;

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

7 Dans sa décision D-2024-113, la Régie indiquait, au paragraphe 257 :

8 « Dans un contexte de réchauffement climatique soutenu et dans un souci de stabilité tarifaire, la
9 Régie demande à Énergir de se prononcer, au prochain dossier tarifaire, sur l'opportunité
10 d'apporter un ajustement au calcul de la normale climatique, dans le but d'éliminer tout biais lié au
11 réchauffement climatique. »

12 Dans la Cause tarifaire 2025-2026, Énergir proposait d'analyser plus en profondeur certaines
13 modifications possibles au calcul de la normale climatique durant la prochaine année et de
14 partager ses conclusions et recommandations à la Régie dans le cadre de la
15 Cause tarifaire 2026-2027⁶. L'analyse associée au réchauffement de la normale climatique est
16 présentée à la pièce Énergir-H, Document 7.

17 Dans sa décision D-2025-105, la Régie indiquait, au paragraphe 34 :

18 « Dans la mesure où Énergir anticipe une décroissance des consommations de l'ordre de 45 % à
19 50 % d'ici 2050, la Régie demande au Distributeur de présenter, dans le cadre de sa prévision de
20 la demande, le portrait réel et anticipé des livraisons globales, de manière à évaluer l'évolution et
21 la matérialisation de cette décroissance anticipée d'ici 2050. »

22 Le graphique 2 montre les livraisons réelles depuis 2021-2022 et les prévisions sur l'horizon du
23 plan d'approvisionnement 2027-2030.

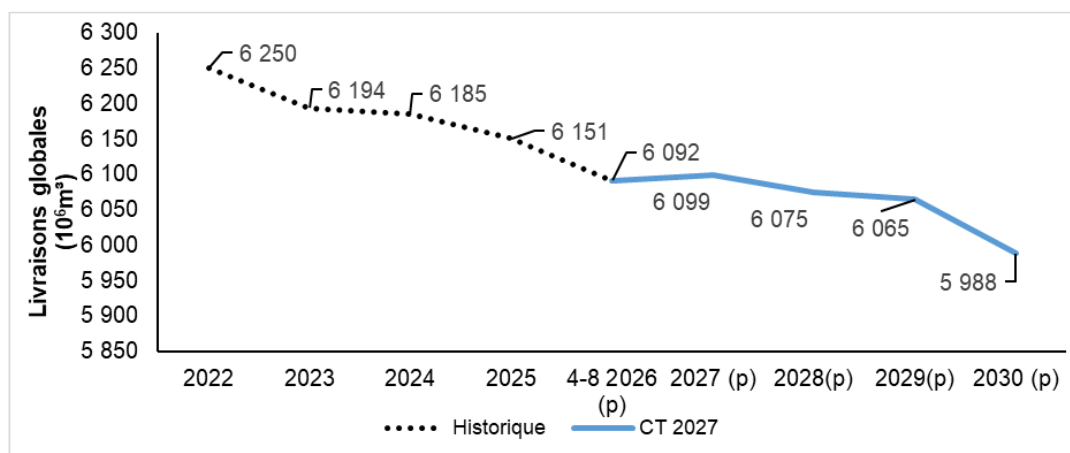
24 Entre 2021-2022 et 2024-2025, les livraisons réelles ont diminué à un taux de décroissance
25 annuel composé de -0,40 %. Pour les prévisions sur l'horizon de la Cause tarifaire 2026-2027, le
26 taux de décroissance prévu est de -0,34 %.

27 Un rythme de décroissance entre -0,34 % et -0,40 % ne permettrait pas de réduire les
28 consommations de l'ordre de 45 % à 50 % d'ici 2050. Énergir rappelle que le *Rapport sur la*

⁶ R-4287-2024, pièce B-0166, Énergir-H, Document 2, page 43.

1 *résilience climatique* constitue sa vision et ses ambitions en termes de décarbonation sur l'horizon
 2 2050. Afin de consulter les stratégies pour atteindre cette décroissance, veuillez consulter le
 3 *Rapport sur la résilience climatique 2025* d'Énergir⁷.

Graphique 2
Livraisons globales 2022-2030



5.7 GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR)

4 Pour déterminer la consommation volontaire de GSR, Énergir a utilisé le modèle développé en
 5 2024 et présenté dans le cadre de la Cause tarifaire 2024-2025⁸, avec quelques améliorations.
 6 Elle a maintenu l'approche de prévision par grands segments (PMD existant, GE existant, PMD
 7 nouveaux clients), mais a apporté les modifications suivantes :

- 8 • PMD existant : la modélisation du potentiel avec une approche dégressive est remplacée
 9 par une modélisation par série temporelle. Cette dernière approche est préférée dans un
 10 contexte où de plus en plus d'historiques de consommation de GSR sont disponibles,
 11 permettant à un modèle économétrique de déceler une tendance d'adoption par segment
 12 plus précise que la précédente façon de faire. Les quatre indices (connaissance du GSR;
 13 tendance de décarbonation; contextes économique et énergétique; ajustement en
 14 fonction du surcoût GSR) sont toujours considérés, mais dans une perspective qualitative.

⁷ https://energir.com/files/energir_common/import/Fichiers/Corporatifs/Dev%20durable/Rapport-climat-2025.pdf.

⁸ R-4257-2024, pièce B-0006, Énergir-H, Document 2; pp. 46-48.

1 Énergir module la prévision produite par la modélisation par série temporelle et apporte
2 des ajustements selon l'appréciation et l'évolution des quatre indices;

- 3 • PMD nouveaux branchements : application du Règlement de Montréal.

4 À la suite de la décision D-2025-025, toutes les ventes de GSR associées aux nouveaux
5 raccordements 100 % renouvelables dans le bâtiment sont désormais nulles. La seule exception
6 concerne les nouveaux raccordements des grands bâtiments à Montréal, qui sont toujours
7 couverts par le *Règlement sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) des nouveaux*
8 *bâtiments*.

9 La croissance de la demande volontaire demeure assez faible et principalement soutenue par les
10 raccordements 100 % renouvelables des grands bâtiments à Montréal pour les deux premières
11 années du plan d'approvisionnement. Toutefois, à partir de 2028-2029, un client industriel du
12 secteur de la production d'énergie devrait consommer près de 38 10⁶m³/an. Ainsi, il est prévu que
13 la consommation volontaire de GSR passera de 30,69 10⁶m³ en 2026-2027 à 77,16 10⁶m³ en
14 2029-2030.

15 Les prévisions de consommation GSR sont également fournies à la pièce Énergir-H, Document 6.
16 Par rapport à la Cause tarifaire 2025-2026, le tableau 27 a été légèrement modifié afin d'inclure
17 la consommation volontaire de GSR issue des clients en achat direct de GSR ainsi que
18 l'autoconsommation d'Énergir. Le total présenté au tableau 27 est ainsi le même que celui
19 présenté à la pièce Énergir-H, Document 6.

Tableau 27

**Prévision - Demande volontaire de GSR
Cause tarifaire 2027-2030**

Segments		Volumes (Mm ³)				
		4/8	Prévisions			
		2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030
PMD-existant	Residentiel	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8
	Commercial	6,5	6,5	6,6	6,7	6,8
	Institutionnel	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3
	Industriel	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9
	Sous-total	10,9	10,9	11,2	11,4	11,7
		40%	35%	33%	15%	15%
GE-existant	Residentiel	-	-	-	-	-
	Commercial	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
	Institutionnel	1,6	1,0	0,6	0,6	0,6
	Industriel	7,0	6,7	5,7	43,2	43,1
	Sous-total	9,3	8,3	7,0	44,4	44,3
		35%	27%	21%	60%	57%
Nouveaux branchements 100% renouvelables - Grands bâtiments Montréal	PMD	1,8	4,6	7,3	9,8	12,1
	GE	-	-	-	-	-
	Sous-total	1,8	4,6	7,3	9,8	12,1
		7%	15%	22%	13%	16%
Achat direct de GSR	Sous-total	0,0	2,0	3,0	3,0	3,0
		0%	7%	9%	4%	4%
Autoconsommation d'Énergir	Sous-total	5,0	4,9	5,2	5,6	6,1
		18%	16%	15%	8%	8%
Total prévision volumes GSR		27,04	30,69	33,71	74,14	77,16

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie :

- 1 • d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2026-2029, incluant la
- 2 présente prévision des livraisons;
- 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 (1)	Livraisons globales (avant interruptions)										
	Livraisons prévues			Livraisons réelles			Variation				
	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total	Service continu	Service interruptible	Total		
	$10^6 m^3$ (2)	$10^6 m^3$ (3)	$10^6 m^3$ (4)	$10^6 m^3$ (5)	$10^6 m^3$ (6)	$10^6 m^3$ (7)	$10^6 m^3$ (8)	$10^6 m^3$ (9)	$10^6 m^3$ (10)	% (11)	
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
23	2025	5 718	362	6 080	5 675	437	6 112	-43	75	32	0,52
	2026	5 595	389	5 984	5 686	391	6 077	91	2	93	1,55

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 2026 (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 <i>10³m³/jour</i> (2)	Facteur calorifique <i>10³m³/DJ/jour</i> (3)	Pointe à 44 DJ <i>10³m³/jour</i> (4)	Volume réel de pointe <i>10³m³/jour</i> (5)	Date (6)	Date (7)	Degrés-jours réels <i>Dj</i> (8)	Variation de DJ <i>Dj</i> (9)	Ajustement de volume <i>10³m³/jour</i> (10)	Volume estimé à 44 DJ <i>10³m³/jour</i> (11)	Écart <i>10³m³/jour</i> (12)
Base de référence 18											
2003	7 026	479	28 089	26 915	Mardi	2003-01-21	40,50	3,50	1 677	28 593	504
2004	6 987	485	28 309	28 940	Jeudi	2004-01-15	42,23	1,77	859	29 799	1 490
2005	7 606	515	30 279	27 337	Mardi	2005-01-18	38,92	5,08	2 615	29 953	-327
2006	8 359	489	29 883								
2006 ajustée ⁽¹⁾	7 544	522	30 524	22 638	Lundi	2006-02-27	31,37	12,63	6 594	29 233	-1 291
2007	9 013	510	31 457	28 526	Lundi	2007-02-05	35,77	8,23	4 199	32 725	1 268
2008	9 074	485	30 428	24 767	Mardi	2007-12-18	29,93	14,07	6 828	31 595	1 168
2008 ajustée ⁽²⁾	6 573	485	31 457	23 929	Jeudi	2008-01-24	34,20	9,80	4 756	28 685	758
2009	6 844	503	28 970	26 620	Jeudi	2009-01-15	42,02	1,98	998	27 618	-1 353
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 <i>10³m³/jour</i> (4)	Volume réel de pointe <i>10³m³/jour</i> (5)	Date (6)	Date (7)	Paramètre réel (8)	Variation des paramètres (9)	Ajustement de volume <i>10³m³/jour</i> (10)	Volume estimé <i>10³m³/jour</i> (11)	Écart vs prévision <i>10³m³/jour</i> (12)
Base de référence 13 avec effet croisé du vent											
2011			27 628	24 986	Lundi	2011-01-24			3 612	28 598	971
Base (<i>10³m³/jour</i>)	10 116,69										
DJ _t (<i>10³m³/DJ</i>)	294,44	36,93					32,51	4,42			
DJ _{t-1} (<i>10³m³/DJ</i>)	91,72	39,64					36,89	2,75			
DJ _t x V _t (<i>10³m³/DJxkm/h</i>)	2,36	1 273,74					400,46	873,28			
2012			27 489	24 153	Dimanche	2012-01-15			4 056	28 209	720
Base (<i>10³m³/jour</i>)	10 008,43										
DJ _t (<i>10³m³/DJ</i>)	300,08	36,88					30,68	6,20			
DJ _{t-1} (<i>10³m³/DJ</i>)	104,58	39,52					33,07	6,45			
DJ _t x V _t (<i>10³m³/DJxkm/h</i>)	1,79	1 272,40					423,45	848,94			
									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 $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (4)	Volume réel de pointe $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (5)	Date (6)	Paramètre réel (8)	Variation des paramètres (9)	Ajustement de volume $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (10)	Volume estimé $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (11)	Écart vs prévision $10^3\text{m}^3/\text{jour}$ (12)
2013			29 077	28 917	Mercredi	2013-01-23		1 584	30 501	1 424
Base ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	12 074,88									
DJ _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	291,20	36,85				36,64	0,21			
DJ _{t-1} ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	91,38	39,50				34,63	4,87			
DJ _t x V _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$)	2,09	1 272,35				756,70	515,65			
2014 ⁽³⁾			31 521	29 171	Mardi	2014-01-21		3 457	32 628	1 108
Base ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	12 786,50									
DJ _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	327,69	36,80				35,97	0,83			
DJ _{t-1} ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	88,61	39,48				32,05	7,43			
DJ _t x V _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$)	2,51	1 268,33				259,81	1008,52			
					Journée la plus froide en terme de température, mais congé férié.					
					Jeudi	2014-01-02				
						DJ _t	37,20			
						DJ _{t-1}	36,30			
						DJ _t x V _t	881,88			
2015			33 340	30 446	Mercredi	2015-01-07		2 952	33 398	58
Base ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	13 698,96									
DJ _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	338,31	36,78				36,10	0,68			
DJ _{t-1} ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	109,45	39,66				25,37	14,28			
DJ _t x V _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$)	2,27	1 257,08				746,69	510,39			
2016			34 263	29 013	Dimanche	2016-02-14		2 743	31 756	-2 506
Base ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	13 813,44									
DJ _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	357,52	36,75				34,18	2,56			
DJ _{t-1} ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	110,42	39,62				38,19	1,44			
DJ _t x V _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$)	2,34	1 253,26				541,54	711,72			
					La journée la plus froide étant un dimanche, le volume estimé de la journée de pointe serait plus élevé.					
2017			33 231	28 175	Jeudi	2016-12-15		3 957	32 132	-1 099
Base ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	14 294,02									
DJ _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	378,16	36,70				32,42	4,28			
DJ _{t-1} ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	78,83	39,59				20,88	18,71			
DJ _t x V _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$)	1,55	1 252,40				694,54	557,86			
2018			35 771	31 424	Vendredi	2018-01-05		3 411	34 835	-936
Base ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	11 357,66									
Base journée ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	2 033,68	Mercredi				1206,78	826,89			
DJ _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	387,53	36,59				34,70	1,89			
DJ _{t-1} ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	134,40	39,51				25,44	14,07			
DJ _t x V _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$)	2,32	1 245,85				1262,39	-16,53			
2019			36 723	33 283	Lundi	2019-01-21		3 691	36 974	251
Base ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	12 339,33									
Base journée ($10^3\text{m}^3/\text{jour}$)	1 878,57	Mercredi				1857,29	21,28			
DJ _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	391,93	36,53				32,67	3,86			
DJ _{t-1} ($10^3\text{m}^3/\text{DJ}$)	109,91	39,43				31,99	7,44			
DJ _t x V _t ($10^3\text{m}^3/\text{DJxkm/h}$)	3,09	1 246,64				813,48	433,16			

	Dossier tarifaire	Demande clientèle continue									
		Paramètre de régression	Paramètre d'évaluation	Pointe	Volume réel de pointe	Date	Paramètre réel	Variation des paramètres	Ajustement de volume	Volume estimé	Écart vs prévision
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
1	2020			36 875	31 193	Vendredi	2020-01-17		7 066	38 259	1 384
2	Base (10 ³ m ³ /jour)	11 957,34									
3	Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 122,42	Lundi				1200,13	922,29			
4	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	410,88	36,49				31,20	5,29			
5	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	107,90	39,37				24,70	14,67			
6	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,85	1 245,36				408,72	836,64			
7	2021			37 113	29 698	Mardi	2020-12-15		7 403	37 101	-13
8	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 048,06									
9	Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 150,25	Lundi				2028,43	121,82			
10	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	416,94	36,60				31,20	5,40			
11	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	110,02	39,17				13,10	26,07			
12	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,90	1 154,86				408,72	746,14			
13	2022			36 789	32 849	Vendredi	2022-01-21		4 208	37 057	269
14	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 030,57									
15	Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 127,28	Lundi				1202,54	924,74			
16	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	412,49	36,54				36,20	0,34			
17	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	108,85	39,13				33,70	5,43			
18	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,87	1 151,03				260,64	890,39			
19	2023			36 620	35 209	Vendredi	2023-02-03		828	36 037	-583
20	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 311,55									
21	Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 003,48	Jeudi				1080,35	923,13			
22	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	441,23	40,66				40,70	-0,04			
23	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	93,89	23,25				24,30	-1,05			
24	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	1,95	1 117,33				1107,04	10,29			
25	2024			36 780	29 405	Vendredi	2024-01-19		8 100	37 504	725
26	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 028,70									
27	Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 126,68	Lundi				1200,13	926,55			
28	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	412,37	36,54				28,10	8,44			
29	DJ _{t-1} (10 ³ m ³ /DJ)	108,82	39,13				24,70	14,43			
30	DJ _t x V _t (10 ³ m ³ /DJxkm/h)	2,87	1 151,03				410,26	740,77			
31	2025			36 620	30 891	Vendredi	2025-02-05		6 457	37 348	728
32	Base (10 ³ m ³ /jour)	12 311,55									
33	Base journée (10 ³ m ³ /jour)	2 003,48	Jeudi				1828,00	175,64			
34	DJ _t (10 ³ m ³ /DJ)	441,23	40,66				29,00	11,66			

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 2026-2027 à 2029-2030	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 à
2 établir les extrêmes que pourraient atteindre les livraisons si la réalité divergeait de ce qui est
3 prévu au scénario de base. Énergir présente ces scénarios théoriques qui devraient être
4 considérés comme étant les bornes inférieures et supérieures des prévisions des livraisons au
5 service continu sur l’horizon 2027-2030.

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 réalisation des
8 scénarios au service continu est élaborée à partir de données historiques, comme demandé par
9 la Régie dans sa décision D-2007-116. Cet historique est constitué des écarts relatifs aux
10 prévisions entre 1991 et 2025. L’écart de prévision est calculé comme étant la différence, en
11 pourcentage, entre les livraisons réelles enregistrées pour chacune de ces années et la prévision
12 de la première année au scénario de base 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	Prévision 1 an	Écart absolu	Écart relatif
		(10⁶m³)	(10⁶m³)	(10⁶m³)	(%)
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%
34	2024	5 698,7	5 805,6	-106,9	-1,84%
35	2025	5 684,6	5 690,5	-5,9	-0,10%

1 À partir de cet échantillon de 35 données (tableau 1), des probabilités de déviation du scénario
2 de base ont été établies afin de calculer une probabilité de réalisation des scénarios extrêmes
3 (haut et bas). Ces probabilités sont uniquement construites à partir des écarts observés entre les
4 prévisions et le réel depuis 1991, et non sur l'information et la connaissance du marché dont
5 dispose Énergir au moment de l'établissement des prévisions ou de situations particulières
6 pouvant affecter la prévision d'une année donnée.

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

1.2 PROBABILITÉS DE RÉALISATION DES SCÉNARIOS POUR 2026-2027 À 2029-2030

16 Sur la base des données historiques disponibles, Énergir a calculé que la probabilité d'écart de
17 prévision par rapport au scénario de base suit une normale centrée à zéro et de variance égale
18 à 0,17 % (ou d'écart type égal à 4,1 %).

19 Ceci permet de calculer les probabilités d'évolution de la demande autour du scénario de base
20 pour 2026-2027 à 2029-2030, comme présenté au tableau 2. Les probabilités de réalisation des
21 scénarios haut et bas sont légèrement plus élevées que celles présentées dans le cadre de la
22 Cause tarifaire 2025-2026¹. Le plus grand écart résultant de cette comparaison (2,36 %) est celui
23 du scénario haut de la troisième année du plan d'approvisionnement (2027-2028). L'écart
24 provient principalement de la différence entre les volumes des scénarios haut et bas par rapport
25 aux volumes du scénario de base au tarif continu, comparativement à ceux présentés à la
26 Cause tarifaire 2025-2026.

¹ R-4287-2024, pièce B-0166, Énergir-H, Document 2.

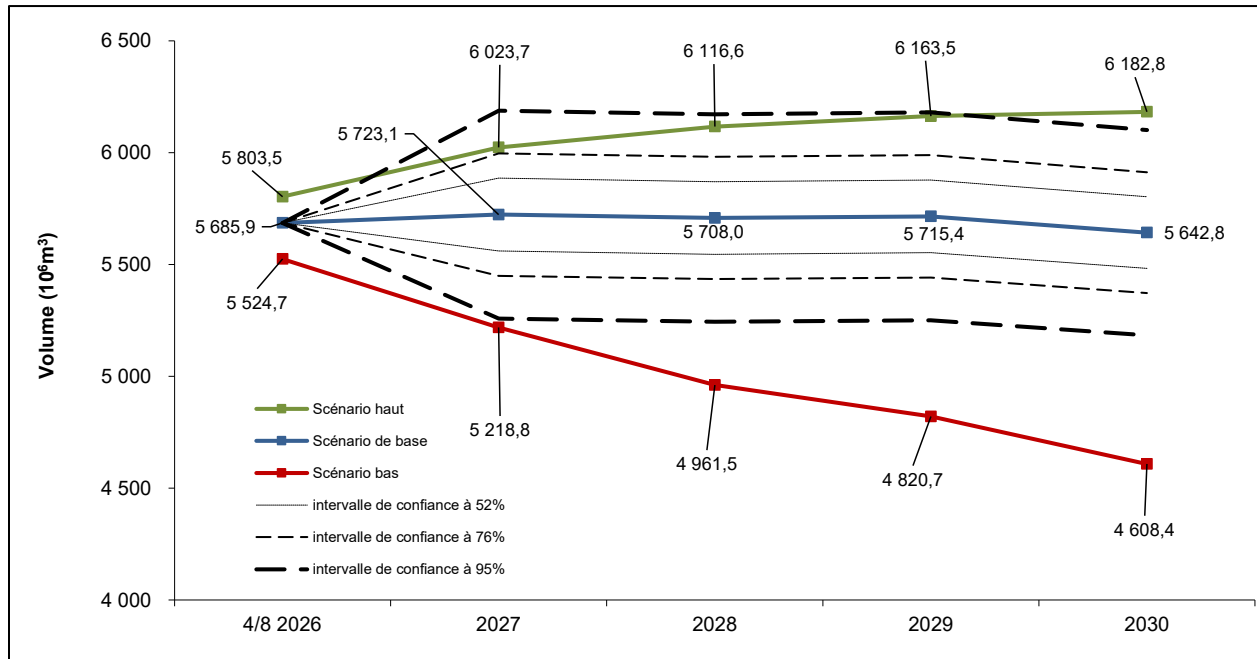
Tableau 2
Probabilité de réalisation des scénarios
Service continu

	Réalisation	Probabilité
1	2026-2027	
2	Volume réel au-dessus du scénario haut	9,81%
3	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	88,68%
4	Volume réel en dessous du scénario bas	1,51%
5	2027-2028	
6	Volume réel au-dessus du scénario haut	3,91%
7	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	96,02%
8	Volume réel en dessous du scénario bas	0,06%
9	2028-2029	
10	Volume réel au-dessus du scénario haut	2,69%
11	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	97,31%
12	Volume réel en dessous du scénario bas	0,01%
13	2029-2030	
14	Volume réel au-dessus du scénario haut	0,93%
15	Volume réel entre les deux scénarios extrêmes	99,07%
16	Volume réel en dessous du scénario bas	0,00%

1.3 APERÇU SUR QUATRE ANS

- 1 En combinant les probabilités calculées sur les quatre années, soit de 2026-2027 à 2029-2030,
- 2 il est possible de représenter graphiquement les trois scénarios de prévisions, ainsi que les
- 3 probabilités que les livraisons réelles se trouvent dans un certain intervalle autour du scénario de
- 4 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 2027-2030, par catégorie tarifaire.

Tarif	Volume maturé de nouvelles ventes (10 ⁶ m ³)
1 2026-2027	
2 D1	21,1
3 D3	2,1
4 D4	20,4
5 D5	2,5
6 Total	46,2
7 2027-2028	
8 D1	27,5
9 D3	1,8
10 D4	4,0
11 D5	-
12 Total	33,3
13 2028-2029	
14 D1	27,2
15 D3	1,7
16 D4	68,2
17 D5	3,0
18 Total	100,1
19 2029-2030	
20 D1	25,9
21 D3	1,6
22 D4	19,7
23 D5	-
24 Total	47,2