

**PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

HORIZON 2026 - 2029

TABLE DES MATIÈRES

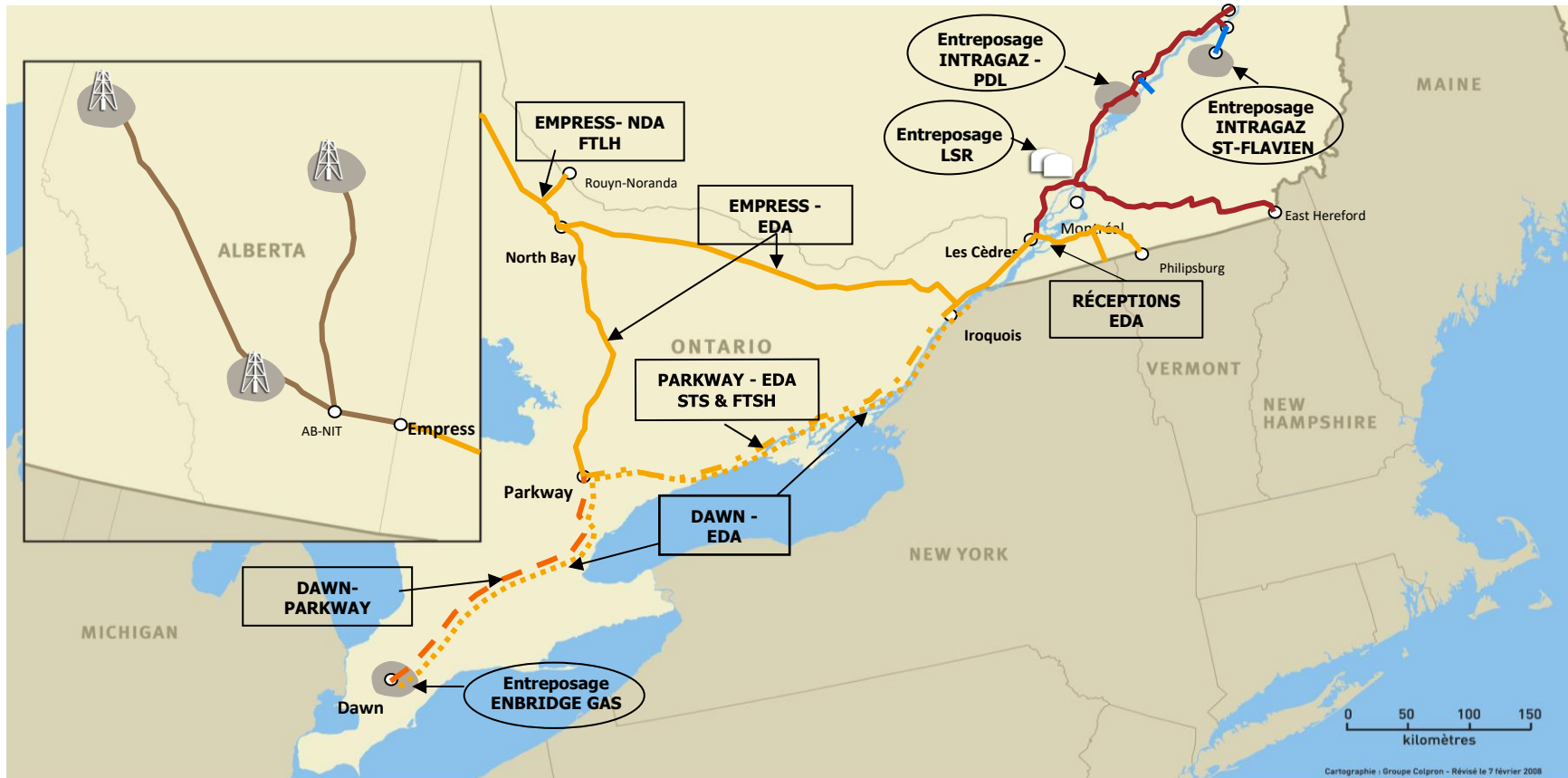
LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	3
INTRODUCTION.....	6
1 Vision long terme du contexte gazier.....	6
1.1 Le marché gazier au Canada et aux États-Unis.....	7
1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis	7
1.1.2 Contexte gazier au Canada.....	12
1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada	16
1.1.4 Les attentes à court et à moyen termes à l'égard du prix du gaz naturel	19
1.2 Les tendances sur le marché du gaz de source renouvelable (GSR).....	22
1.2.1 Un contexte de forte compétition	23
1.2.2 Production de GNR.....	24
1.2.2 Usages et valorisations.....	27
1.3 En résumé.....	38
CONCLUSION	39

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

AB-NIT	point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production (anciennement AECO)
Bcf	1 milliard de pieds cubes (<i>Billion cubic feet</i>) = 28 327 840 m ³
Biogaz	gaz de source renouvelable n'ayant pas les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel
Dawn	point situé dans le sud de l'Ontario
Energir EDA	ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA (<i>Eastern Delivery Area</i>) de TCPL
Energir NDA	ensemble des points d'interconnexions entre le système d'Énergir et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (<i>Northern Delivery Area</i>) de TCPL
Empress	point situé à la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan qui constitue le point d'interconnexion entre le réseau intra-Alberta de TCPL et le réseau principal du transporteur
FTLH	<i>Firm Transportation Long Haul</i> : service de transport ferme de TCPL entre Empress et Energir EDA/NDA, également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et Energir EDA/NDA
FTSH	<i>Firm Transportation Short Haul</i> : service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et Energir EDA/NDA, également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et Energir EDA/NDA
« Futures » contrat à terme	prix d'achat ou de vente offert par une tierce partie pour une commodité (molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
GNL	gaz naturel liquéfié
GNR	gaz naturel renouvelable : gaz naturel de source renouvelable ayant les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de distribution de gaz naturel
GSR	gaz de source renouvelable : gaz naturel de source renouvelable ayant les propriétés d'interchangeabilité lui permettant d'être livré par un réseau de

	distribution de gaz naturel, ou une autre substance – notamment l’hydrogène de source renouvelable ajoutée au gaz naturel – sans compromettre ses propriétés d’interchangeabilité
Energir EDA	ensemble des points d’interconnexions entre le système d’Énergir et ceux de TCPL/TQM qui sont situés dans la zone de livraison EDA (<i>Eastern Delivery Area</i>) de TCPL
Energir NDA	ensemble des points d’interconnexions entre le système d’Énergir et celui de TCPL qui sont situés dans la zone de livraison NDA (<i>Northern Delivery Area</i>) de TCPL
Henry Hub	point situé en Louisiane, dans le sud des États-Unis
LSR	liquéfaction, stockage, regazéification : abréviation utilisée pour désigner l’usine de gaz naturel liquéfié d’Énergir
Parkway	point situé dans le sud de l’Ontario, au nord-est de Dawn
STS	<i>Storage Transportation Service</i> : service de transport ferme entre Parkway et Energir EDA; ce service n’est ferme que du 1 ^{er} novembre au 15 avril, inclusivement
TCPL	TransCanada PipeLines Limited
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

Carte 1



Légende

Nova
TCPL

Enbridge Gas
TQM

Énergir

INTRODUCTION

1 Le plan d’approvisionnement couvrant les années 2025-2026 à 2028-2029 est préparé par
2 Énergir, s.e.c. (Énergir) en vertu du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan*
3 *d’approvisionnement* (le Règlement) (c. R-6.01, r. 8).

4 Pour le développement du plan d’approvisionnement, Énergir exposera dans cette pièce la vision
5 long terme du contexte gazier.

1 VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

6 La présente pièce introduit la vision à long terme d’Énergir en matière d’approvisionnement en
7 gaz naturel. Cette vision à l’horizon 2029 s’inscrit dans le contexte suivant :

- 8 • La faiblesse des prix du gaz naturel de 2024 a entraîné un ralentissement momentané de
9 la production américaine de gaz naturel;
- 10 • Les températures froides de janvier et février hausse la consommation domestique et
11 entraînent d’importants retraits des entreposages. Leurs niveaux passent sous les
12 moyennes historiques au début de 2025;
- 13 • Comme prévu, les capacités de liquéfaction sont en augmentation et exerceront une
14 pression croissante sur la demande au cours des prochaines années;
- 15 • Un nouvel équilibre gazier qui pousse les prix mensuels moyens du gaz naturel à Dawn
16 dans une fourchette de prix moyen entre 4\$/GJ et 7\$/GJ;
- 17 • La production nord-américaine de GSR est appelée à croître en raison de la forte
18 demande des distributeurs gaziers. Quelques incertitudes quant aux orientations de la
19 nouvelle administration fédérale américaine sur le GNR et les programmes de valorisation
20 dans le secteur des transports.

21 L’équilibre gazier du début de 2025 favorise une remontée des prix du gaz naturel vers des
22 niveaux plus soutenables pour les producteurs. L’augmentation observée et prévue des capacités
23 de liquéfaction augmentera la demande totale encore davantage. Si l’on anticipe tout de même
24 une augmentation de la production pour satisfaire cette demande croissante, les marchés
25 annoncent un relèvement des prix sur l’horizon 2029.

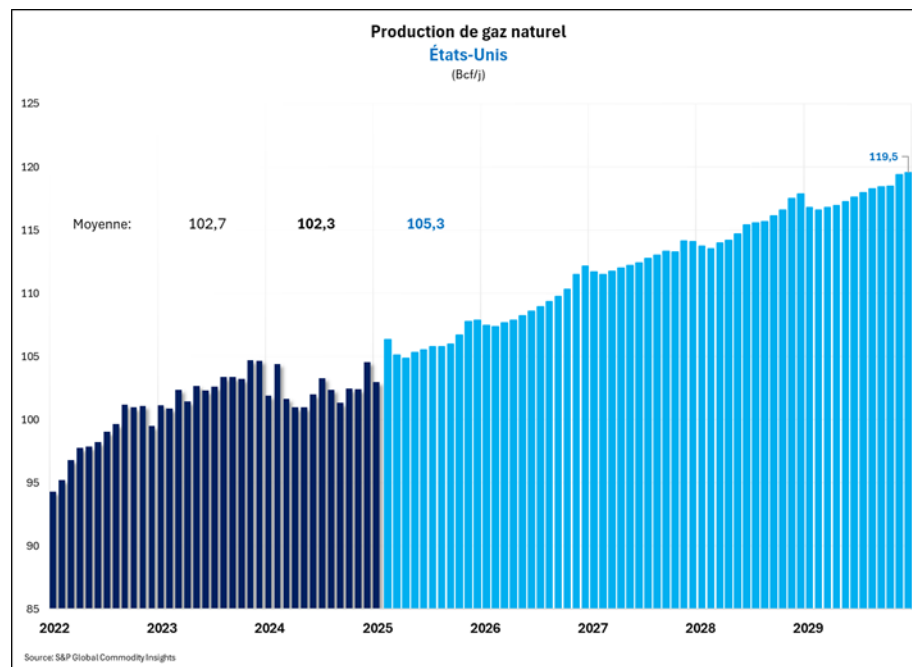
1.1 LE MARCHÉ GAZIER AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis

Production

1 Face à des prix du gaz naturel parmi les plus faibles historiquement, sous la barre des
 2 2,50\$US/MMBtu en moyenne au Henry HUB en 2024, la production américaine de gaz
 3 naturel a réagi en dents de scie et terminé l'année 2024 en légère baisse par rapport à
 4 2023. Face à un marché moins lucratif, les producteurs ont tenté de maintenir le cap en
 5 améliorant la productivité de leurs activités de forage et lorsque possible, en mettant en
 6 service certains puits déjà forés, mais non complétés (les « *Drilled but uncompleted*
 7 *wells* » (DUC)). En 2024, la production totale moyenne de gaz naturel aux États-Unis a
 8 légèrement baissé de 0,4 % pour se situer à quelque 102,3 Bcf/jour.

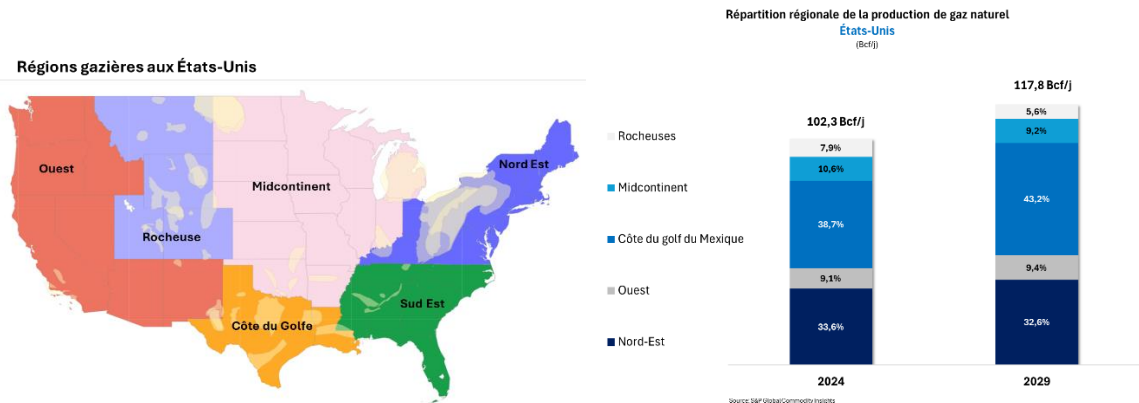
Graphique 1



9 Constatant une remontée des prix du gaz naturel et d'une augmentation de la demande
 10 de gaz naturel à des fins de liquéfaction et d'exportations, *S&P Global Commodity Insights*
 11 (S&P) estime que la production de gaz naturel aux États-Unis devrait atteindre les
 12 119 Bcf/jour en moyenne mensuelle à la fin de 2029.

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

Graphique 2



4 Au Nord-Est, les bassins de production des Appalaches voient leurs productions de plus
 5 en plus contraintes par des capacités de transport pleinement utilisées vers la Nouvelle-
 6 Angleterre, l'État de New York¹ et vers les États du Sud-Est. En revanche, la région de la
 7 côte du Golfe du Mexique, dotée d'importants bassins de production de gaz naturel
 8 associé au pétrole et d'un réseau de transport en croissance, sera stimulée par sa
 9 proximité de l'industrie pétrochimique et des terminaux d'exportations de GNL et
 10 l'augmentation des capacités de transport entre les lieux de production et les lieux de
 11 consommation.

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

¹ En janvier 2025, la signature par le Président des États-Unis du décret *Declaring a national energy emergency* annonçait la volonté de l'administration fédérale américaine de soutenir l'amélioration des infrastructures de transport d'énergie, dont le gaz naturel. Le soutien du Président envers la construction du gazoduc *Constitution* reliant les Appalaches à l'État de New York traduit cette volonté de réduire certaines de ces contraintes à l'origine des fluctuations de prix du gaz naturel en période hivernale dans cette région.

Demande

1 Aux États-Unis, la consommation de gaz naturel s'avère résiliente avec des variations qui
2 demeurent tributaires des températures hivernales et estivales. En 2024, le gaz naturel a
3 accaparé près de 32 % de la consommation énergétique totale aux États-Unis derrière
4 les produits pétroliers (38%).

5 Avec le développement des énergies renouvelables, la part du gaz naturel dans la
6 production électrique est appelée à décroître selon l'*Energy Information Agency* (EIA),
7 pour ne représenter qu'environ 29 % de la consommation énergétique totale à l'horizon
8 2050².

9 En 2024, la consommation domestique de gaz naturel aux États-Unis s'est légèrement
10 relevée en s'appuyant notamment sur la demande destinée à la production électrique en
11 période estivale. Pour le seul mois de juillet 2024, l'EIA annonçait un record de production
12 électrique à quelque 417 TWh avec une contribution également record de 47,9 % du gaz
13 naturel. Sur une base annuelle, la part du gaz naturel dans la production électrique aux
14 États-Unis s'établit à 42,5%, au premier rang devant l'ensemble des énergies
15 renouvelables (22,7 %) et l'énergie nucléaire (18,8 %)³.

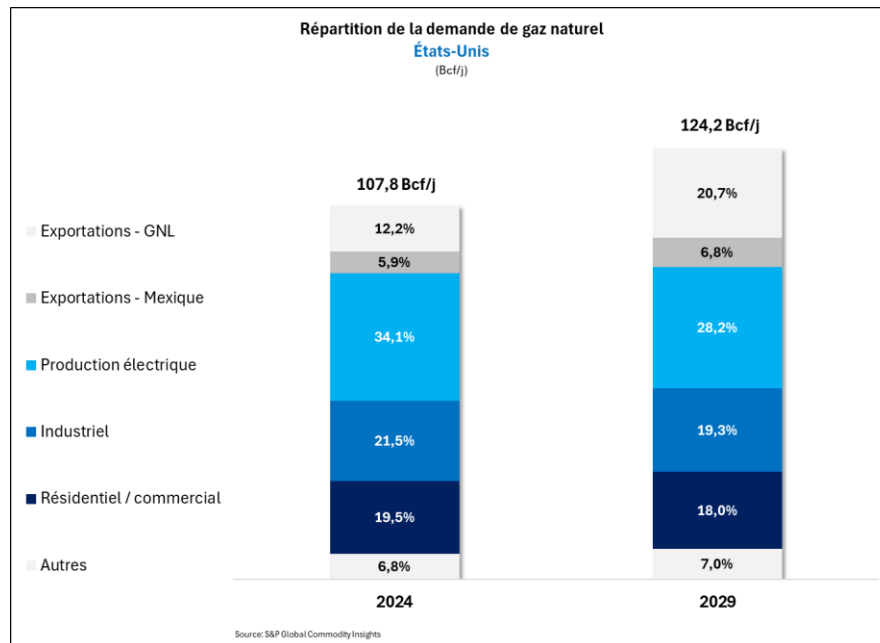
16 La production électrique accapare donc une part importante de la demande américaine
17 de gaz naturel, soit environ 34,1 % de la demande totale en 2024. Viennent ensuite les
18 demandes du secteur Industriel (21,5 %) et celles des secteurs Résidentiel et Commercial
19 (19,5 %).

20 À l'horizon 2029, *S&P Global* anticipe une hausse de plus de 15 % de la demande totale
21 de gaz naturel aux États-Unis. Alors que la demande des secteurs Résidentiel,
22 Commercial et Industriel devrait croître de près de 5 %, celle de la production électrique
23 devrait diminuer de près de 4 % pour atteindre 35,1 Bcf/jour. En 2029, la production
24 électrique accaparera tout de même un peu plus de 28,2 % de la demande totale de gaz
25 naturel aux États-Unis.

² EIA, Annual Energy Outlook 2023, mars 2023.

³ EIA, Short Term Outlook, février 2025.

Graphique 3



1 Avec une consommation domestique relativement stable, la demande totale de gaz
2 naturel est appelée à croître sous l'impulsion des exportations de gaz naturel vers le
3 Mexique sous forme gazeuse et les exportations sous forme liquide vers le reste du
4 monde notamment.

5 Ce sont essentiellement ces exportations de GNL qui stimuleront la croissance de la
6 demande totale d'ici les prochaines années. À l'horizon 2029, il est prévu que la demande
7 américaine de gaz naturel à des fins de liquéfaction et d'exportation soit multipliée par
8 deux, pour se situer à près des 26 Bcf/jour. En y ajoutant les exportations canadiennes et
9 mexicaines, ce sont près de 30 Bcf/jour de GNL qui seront exportés par l'Amérique du
10 Nord.

11 La hausse des exportations américaines de GNL devrait accroître la sensibilité du marché
12 gazier nord-américain aux aléas géopolitiques et climatiques dans les principaux marchés
13 d'importations que sont l'Asie et l'Europe. Cette sensibilité aux chocs internationaux
14 devrait toutefois demeurer relativement limitée. Pour les carrefours d'échange plus au
15 nord, leur proximité avec les bassins de production des Appalaches pourrait favoriser une

1 plus grande stabilité des prix par rapport aux carrefours du sud, lesquels sont de plus en
2 plus orientés vers l'exportation.

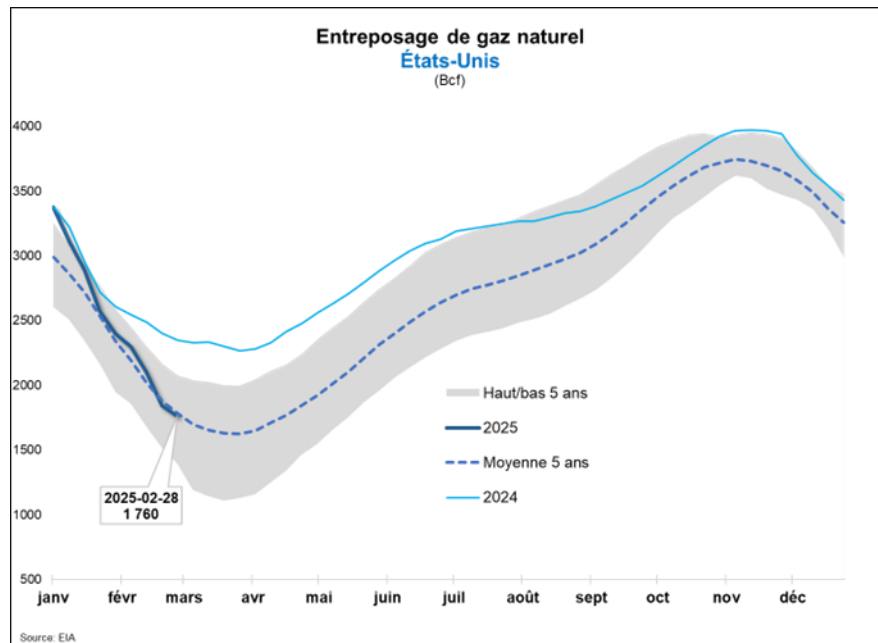
Entreposage de gaz naturel

3 L'entrepasage de gaz naturel est un élément essentiel de l'arrimage entre la production
4 et la demande. L'entrepasage est nécessaire à des fins d'optimisation opérationnelle,
5 mais également pour satisfaire les besoins énergétiques en période d'hiver lorsque la
6 demande excède la production. Ainsi, au fil de l'évolution des retraits et des injections, les
7 niveaux d'entrepasage peuvent contribuer à rassurer ou inquiéter le marché des prix à
8 terme ou *Futures* pour les mois ou les saisons à venir. Au cours des dernières années,
9 les niveaux d'entrepasage à l'échelle nationale ou régionale ont exercé une influence
10 certaine sur le niveau et la volatilité des prix à terme.

11 À plusieurs reprises depuis 2023, les températures moyennes se sont avérées nettement
12 plus chaudes que la normale, et ce, dans la majorité des régions. D'une part, des
13 températures moins froides de certains mois d'hiver 2023 et 2024 ont permis de limiter
14 significativement les retraits de gaz naturel en entrepasage et ainsi contribuer à une
15 baisse des prix du gaz naturel sur l'ensemble du continent.

16 Or récemment, les températures froides de février 2025 ont entraîné une hausse
17 importante de la demande de gaz naturel et des retraits de gaz des sites d'entrepasage
18 dans le contexte d'une production stable ou en légère diminution. Après avoir terminé
19 l'hiver 2023-2024 au-dessus des maximums historiques, les niveaux d'entrepasage
20 oscillent aujourd'hui près des moyennes historiques avec un total de 1760 Bcf, soit 25 %
21 de moins que le niveau de l'an dernier.

Graphique 4



1 À quelques semaines de la fin de l'hiver 2024-2025, le niveau d'entreposage aux
 2 États-Unis est suffisamment faible pour provoquer une remontée des prix à terme du gaz
 3 naturel pour les 12 prochains mois. De faibles niveaux d'entreposage requièrent
 4 d'importants niveaux d'injection d'ici le début de l'hiver prochain, une demande
 5 additionnelle qui s'ajoute à l'augmentation de la demande à des fins de liquéfaction et
 6 d'exportation de GNL.

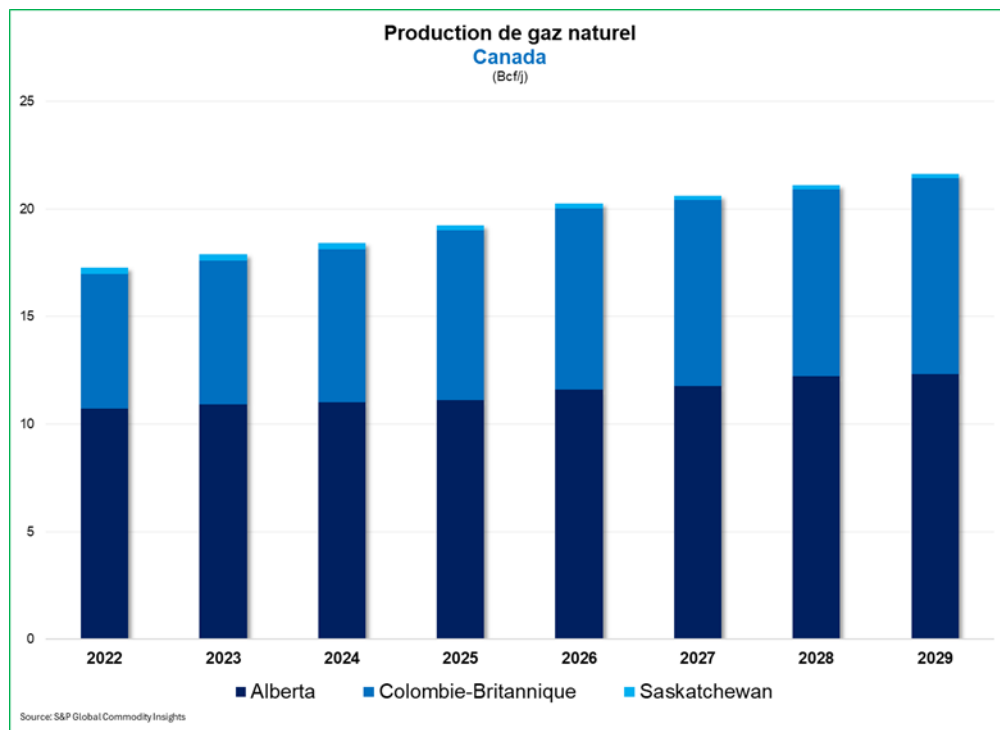
1.1.2 Contexte gazier au Canada

7 S'appuyant sur une forte saisonnalité de la consommation domestique, la production de
 8 gaz naturel de l'Ouest canadien évolue également sous l'influence des prix régionaux
 9 ainsi que des contraintes de transport vers les lieux de consommation et d'entreposage.

10 En 2024, la production moyenne canadienne s'est élevée à quelque 18,4 Bcf/jour, soit
 11 une hausse de 2,8 % par rapport à 2023. Il s'agit d'une croissance qui devrait se
 12 poursuivre au cours des prochaines années avec la mise en service de terminaux de
 13 liquéfaction et d'exportations en Colombie-Britannique, ce qui offrira un débouché
 14 additionnel au gaz naturel de l'Ouest. Deux projets sont actuellement en construction

1 (LNG Canada Phase 1 et Woodfibre LNG), ainsi que le projet Cedar LNG récemment
2 approuvé devraient produire environ 2,5 Bcf/jour de GNL d'ici 2029. Grâce à la mise en
3 service de ces terminaux, la production de gaz naturel en Colombie-Britannique devrait
4 croître plus rapidement et représenter environ 42 % de la production canadienne totale en
5 2029, contre 38 % en 2024.

Graphique 5

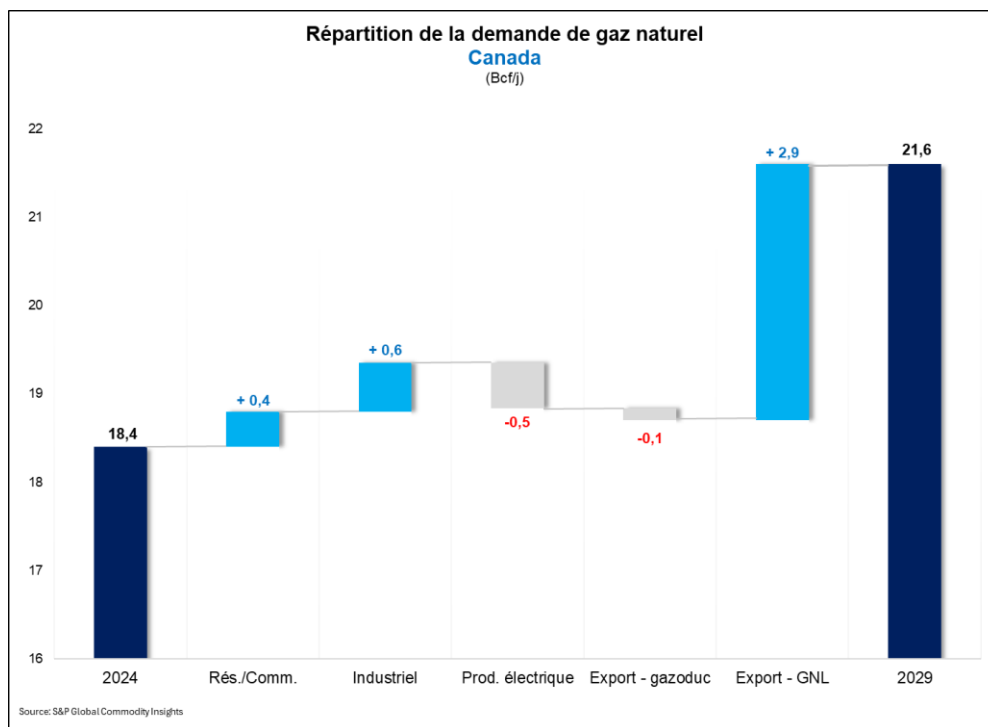


6 La production canadienne devrait donc atteindre les 21,6 Bcf/jour en moyenne, soit une
7 augmentation de 17,4 % par rapport au niveau moyen de 2024.

8 D'autres projets d'exportations de GNL pourraient voir le jour et augmenter la quantité de
9 GNL exporté, mais également le niveau de la production à l'horizon 2029. La construction
10 de LNG Canada Phase 2, Ksi Lisims LNG et Tilbury LNG Phase 2 ajouterait des

1 exportations additionnelles d'environ 3,75 Bcf/jour de GNL selon la Régie de l'énergie du
2 Canada.⁴

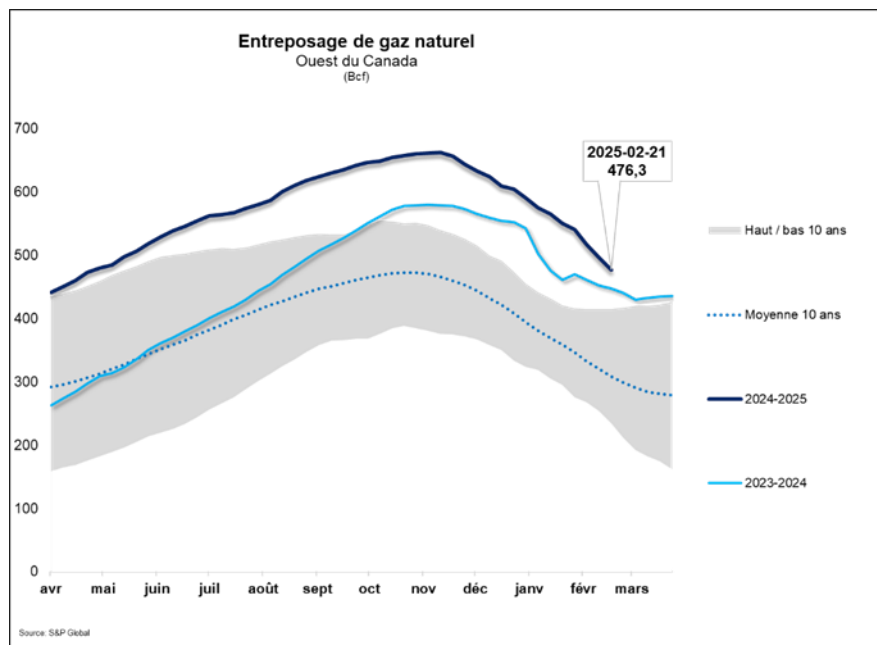
3 Parmi les autres éléments de la demande, on note une augmentation de la consommation
4 du secteur Industriel qui serait compensée par une baisse de la demande de gaz naturel
5 pour la production électrique. Avec une demande des secteurs Résidentiel et Commercial
6 et des exportations nettes par gazoduc relativement stables, l'augmentation de la
7 demande depuis 2024 s'appuie essentiellement sur la demande à des fins de liquéfaction
8 et d'exportations.

Graphique 6

⁴ CER – Market Snapshot: Exploring Canada's Future in LNG Exports.

Entreposage de gaz naturel

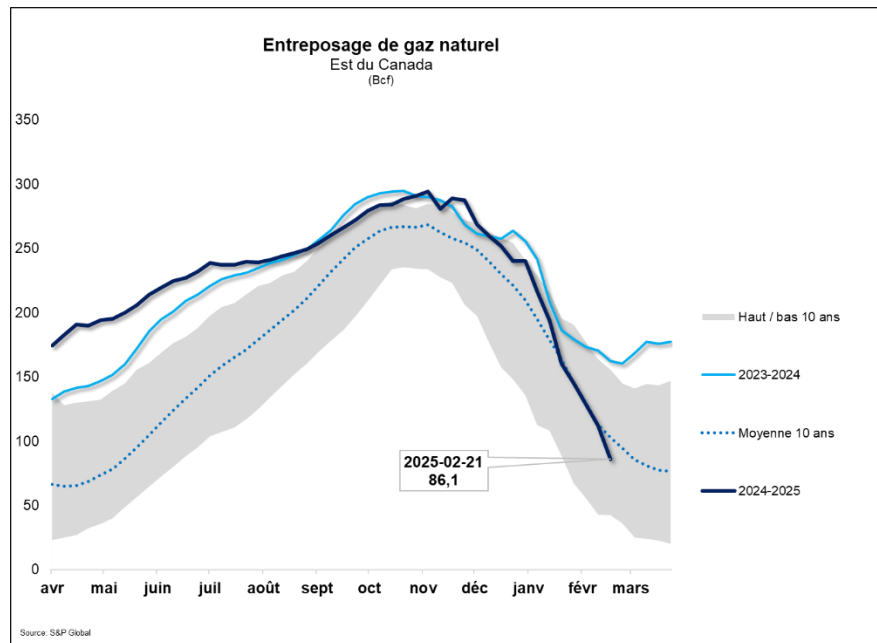
1 Encore davantage qu'aux États-Unis, les entreposages de gaz naturel dans l'Ouest du
 2 Canada ont évolué au-dessus des maximums historiques pour la totalité de l'hiver
 3 2023-2024 et du reste de l'année 2024. Au début de janvier 2025, les entreposages
 4 atteignaient un total de 586,4 Bcf, soit un niveau nettement supérieur aux moyennes
 5 historiques enregistrées l'an dernier et au cours des 10 années précédentes.

Graphique 7

6 Si ces niveaux élevés des entreposages ont normalement pour effet de rassurer les
 7 marchés vis-à-vis de l'équilibre du marché gazier pour la prochaine période hivernale,
 8 dans l'Ouest canadien, ces niveaux ont aussi alimenté une certaine congestion sur le
 9 réseau de transport à la porte de l'Est située à la frontière de l'Alberta avec la
 10 Saskatchewan et ainsi favorisé une plus grande volatilité des prix de l'Ouest canadien par
 11 rapport à ceux du reste du continent.

12 Dans l'Est du Canada, les entreposages ont évolué plus près des maximums historiques
 13 depuis le mois de septembre 2024. Toutefois, la forte demande hivernale a provoqué
 14 d'importants retraits d'entreposage dans l'Est du Canada et amené le niveau de ces
 15 entreposages sous les moyennes historiques, soit près des 86 Bcf au 21 février 2025.

Graphique 8



1 Ces niveaux actuels et les injections nécessaires pour regarnir les entreposages sont de
 2 nature à faire hausser les prix à terme au carrefour à Dawn pour les prochains mois et,
 3 plus précisément, à réduire l'écart entre les prix à ce carrefour et les prix à d'autres
 4 carrefours, notamment le prix de référence au Henry HUB.

1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada

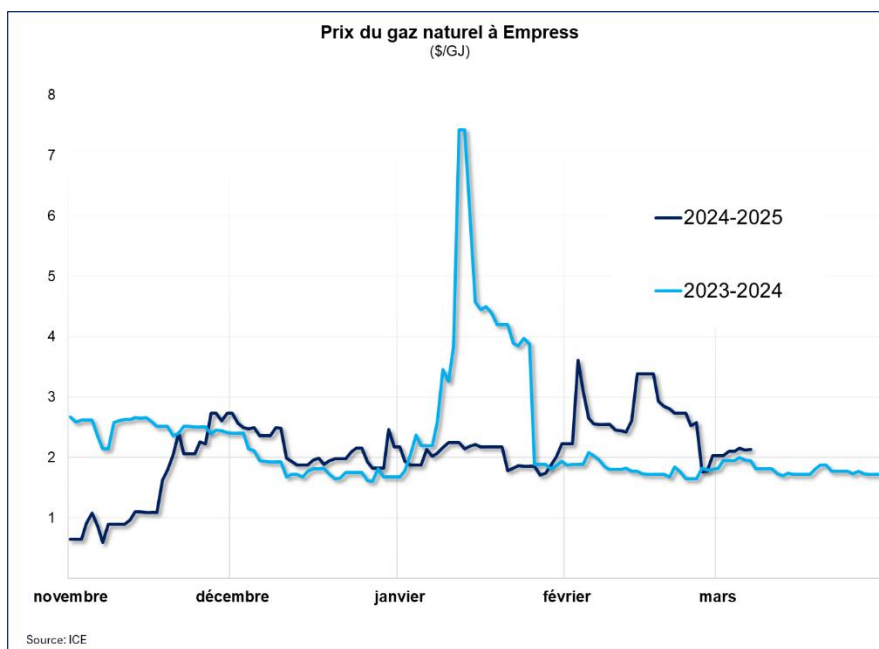
5 Bien que d'importants investissements de TC Energy aient contribué à accroître les
 6 capacités de transports, le réseau gazier albertain demeure sujet à des épisodes de
 7 congestions qui affectent les prix du gaz naturel dans l'Ouest du Canada et affectent
 8 incidemment les écarts entre ces prix et ceux du reste du continent.

9 Les graphiques 9, 10 et 11 présentent les prix à Empress et à Dawn ainsi que le différentiel
 10 de prix pour l'hiver 2024-2025, de même que pour l'hiver 2023-2024.

11 L'évolution des prix du gaz naturel dans l'Ouest canadien demeure influencée par le
 12 contexte continental, mais également par le niveau des volumes en circulation sur le
 13 réseau albertain. Bénéficiant de plusieurs améliorations des capacités de transport sur le

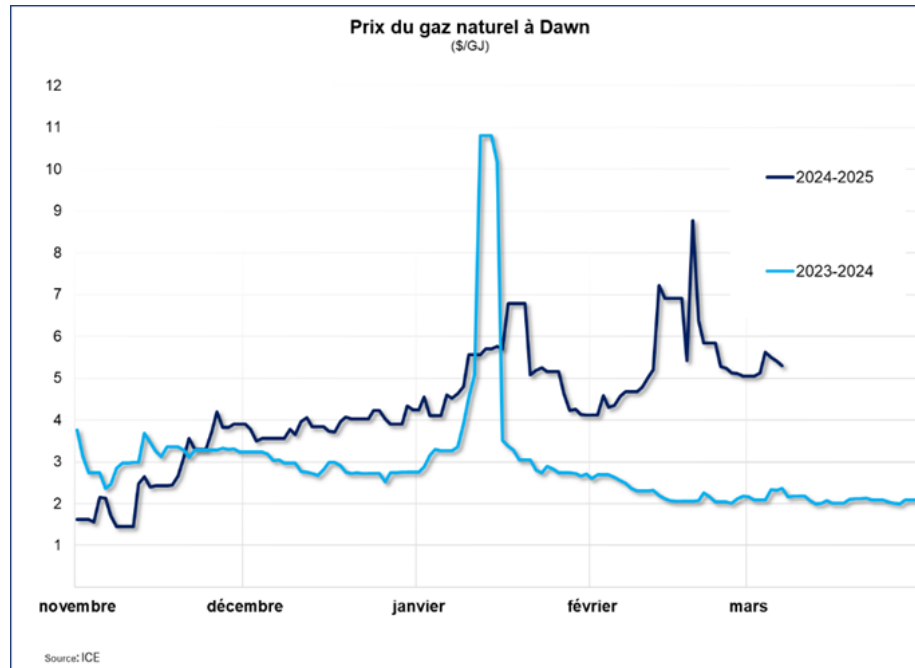
1 réseau albertain, les prix de l'Ouest canadien se sont tout de même avérés plus volatils à
2 partir de la deuxième moitié de l'année 2024, en raison notamment du niveau
3 « anormalement » élevé des entreposages dans cette partie du pays.

4 À Empress, le prix du gaz naturel a oscillé entre 0,75 \$/GJ et 3,00 \$/GJ jusqu'à l'arrivée
5 des températures froides ayant frappé le continent au début de février 2025. Pour
6 l'ensemble de l'hiver 2024-2025, le prix moyen du gaz naturel à Empress devrait se situer
7 près des 2,10 \$/GJ, comparativement à 2,28 \$/GJ pour l'hiver 2023-2024.

Graphique 9

8 À Dawn, le prix du gaz naturel a oscillé entre 4,00 \$/GJ et 9,00 \$/GJ depuis la fin de
9 novembre 2024. Pour l'ensemble de l'hiver 2024-2025, le prix moyen du gaz naturel à
10 Dawn devrait se situer près des 4,30 \$/GJ, comparativement à 2,91 \$/GJ pour l'hiver
11 2023-2024.

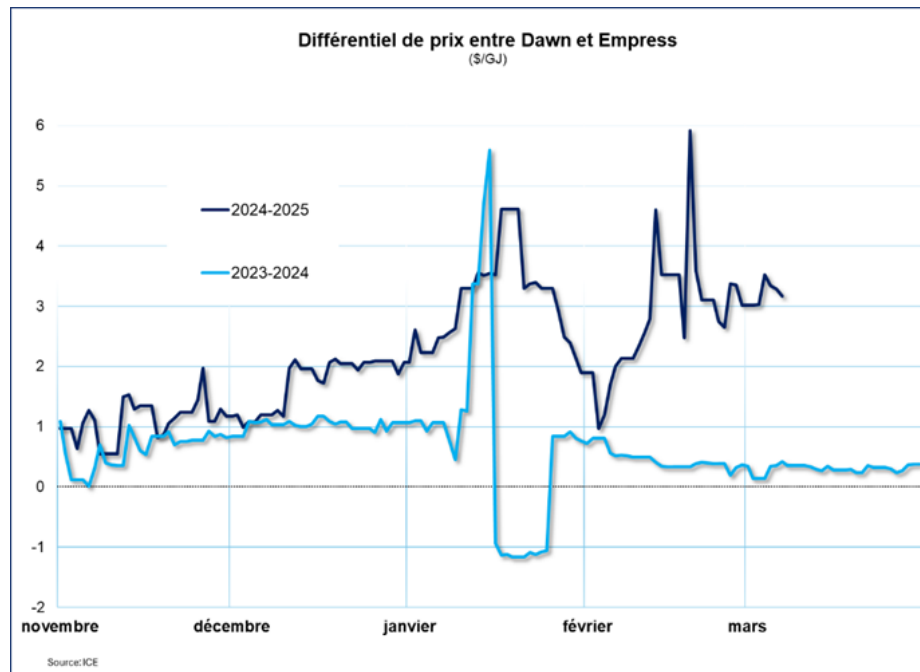
Graphique 10



1 Pour l'ensemble de l'hiver 2024-2025, le différentiel de prix entre Empress et Dawn devrait
2 évoluer autour de 2,25 \$/GJ, soit plus du triple du différentiel moyen observé l'hiver
3 dernier.

4 En plus d'être affecté par les dynamiques de marché sur le continent, l'écart entre
5 Empress et Dawn est également influencé par le niveau de congestion sur le réseau à la
6 frontière de l'Est de l'Alberta. Les températures froides du mois de février 2025 ont
7 provoqué une hausse de la demande de gaz naturel un peu partout sur les principaux
8 marchés d'exportation du gaz naturel de l'Ouest canadien, dont le Midwest et l'Est du
9 Canada. Ce contexte, conjugué au niveau élevé des entreposages en Alberta, a contribué
10 à relever les volumes de gaz naturel en circulation et provoquer des épisodes de
11 congestion du réseau aux carrefours AB-NIT et Empress ce qui, à plusieurs occasions, a
12 modéré la hausse des prix à Empress et augmenté l'écart par rapport aux autres
13 carrefours continentaux, dont celui à Dawn.

Graphique 11



1 Sur l'horizon 2029, les marchés n'entrevoient pas de baisse significative de la volatilité
 2 des prix de l'Ouest canadien ou d'écart entre ces prix et les principaux prix continentaux,
 3 dont à Dawn. D'une part, l'ajout de capacités d'exportations de GNL en Colombie-
 4 Britannique devrait davantage stimuler la production que désengorger le réseau gazier en
 5 Alberta. D'autre part, la demande de gaz naturel en provenance de l'Est canadien et du
 6 Midwest devrait toutefois demeurer importante et soutenir les volumes de gaz naturel
 7 transitant par la porte de l'Est de l'Alberta. Une augmentation des capacités de transport
 8 sur le réseau albertain serait toutefois de nature à réduire cette volatilité et ces écarts de
 9 prix.

1.1.4 Les attentes à court et à moyen termes à l'égard du prix du gaz naturel

10 Les prix du gaz naturel sont largement tributaires de l'évolution des températures et de
 11 ses effets sur la consommation. La production, les capacités de transport entre les lieux
 12 de production et de consommation ainsi que les entreposages s'ajoutent également parmi
 13 les facteurs qui influencent la trajectoire des prix.

1 Le contexte gazier nord-américain actuel demeure largement favorable à une
2 augmentation des prix du gaz naturel vers des niveaux plus soutenables pour les
3 producteurs, qui sont désormais appelés à satisfaire une demande croissante de gaz
4 naturel destiné à la liquéfaction et à l'exportation de GNL.

5 Devant la faiblesse des prix, ces producteurs ont revu à la baisse leurs cibles de
6 production en 2024 en appuyant celle-ci sur une plus grande productivité et sur l'utilisation
7 de puits dont le forage est en partie complété. Les entreposages ont ensuite été largement
8 sollicités pour équilibrer cette offre plus faible que souhaité et une demande désormais en
9 croissance, sans toutefois empêcher une remontée des prix au comptant et à terme vers
10 une nouvelle fourchette de prix plus soutenables pour les producteurs et toujours
11 compétitifs pour les consommateurs en regard des autres types d'énergie.

12 D'ici la fin de l'été 2025, il faut anticiper une demande additionnelle de gaz naturel destiné
13 à regarnir les entreposages en prévision de l'hiver 2025-2026. Cette demande s'ajoutera
14 à la consommation domestique, notamment celle des régions plus au sud qui seront
15 tributaires des températures estivales.

16 S'ajoutent ensuite les exportations américaines de GNL, celles-ci devant atteindre les
17 16 Bcf/jour en moyenne, soit environ 3 Bcf/jour de plus qu'à l'été 2024. Des projets
18 d'augmentation des capacités de liquéfaction ainsi que de nouveaux liquéfacteurs seront
19 mis en service et devraient élever les capacités de liquéfaction et d'exportation de
20 19 Bcf/jour à l'été 2026. Il demeure difficile de correctement anticiper les impacts sur les
21 prix nord-américains de cette élévation des capacités d'exportations de GNL. D'une part,
22 cette demande additionnelle sera accompagnée d'une hausse de la production dans les
23 régions à proximité de ces liquéfacteurs. D'autre part, les carrefours de prix du Nord-Est
24 pourraient bénéficier de leur proximité avec les bassins de production des Appalaches.

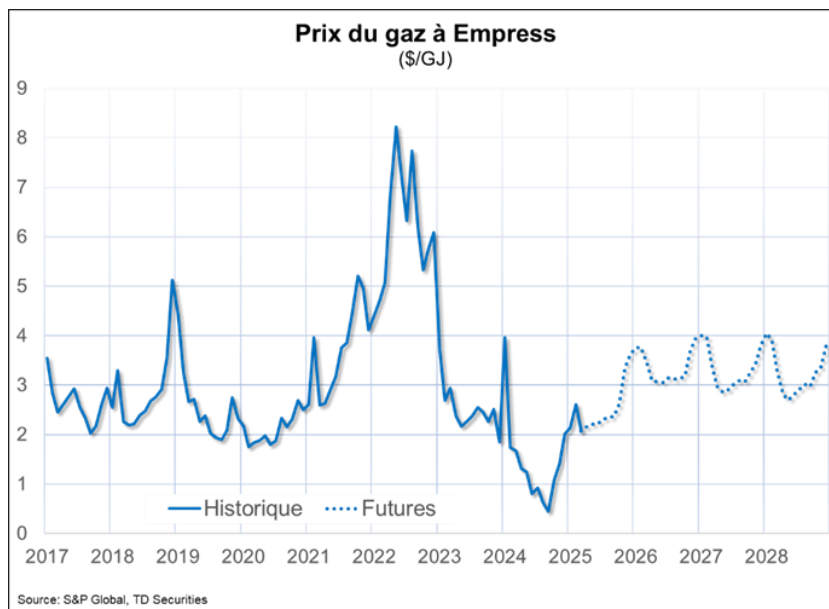
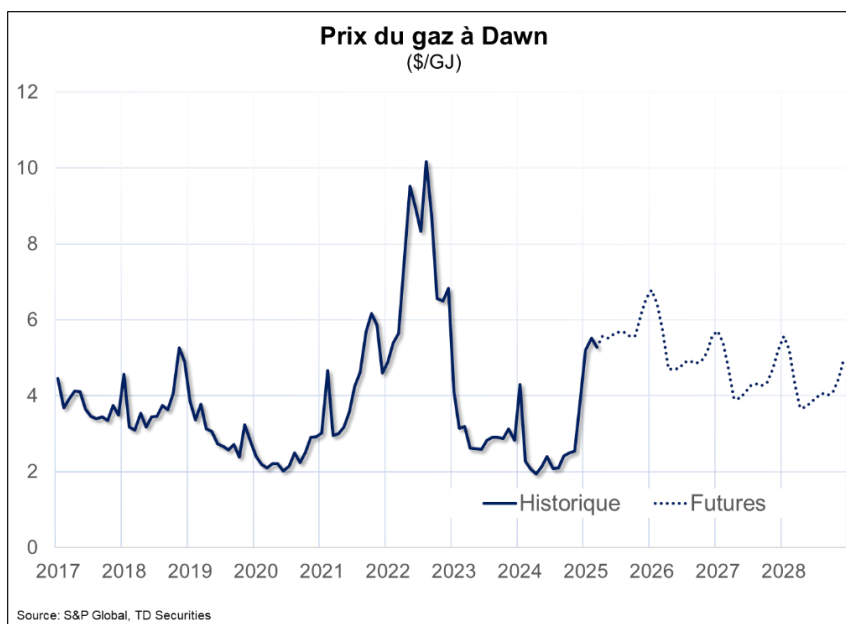
25 À moyen terme, *S&P Global* prévoit une remontée des prix du gaz naturel à Henry Hub
26 vers une moyenne annuelle de 4,02 \$US/MMBtu en 2025, de 5,81 \$US/MMBtu en 2026
27 et de 4,03 \$US/MMBtu en 2029⁵⁶. Étant donné le faible écart et la forte corrélation entre

⁵ S&P Global Commodity Insight, *Short Term Forecast* du 20 février 2025.

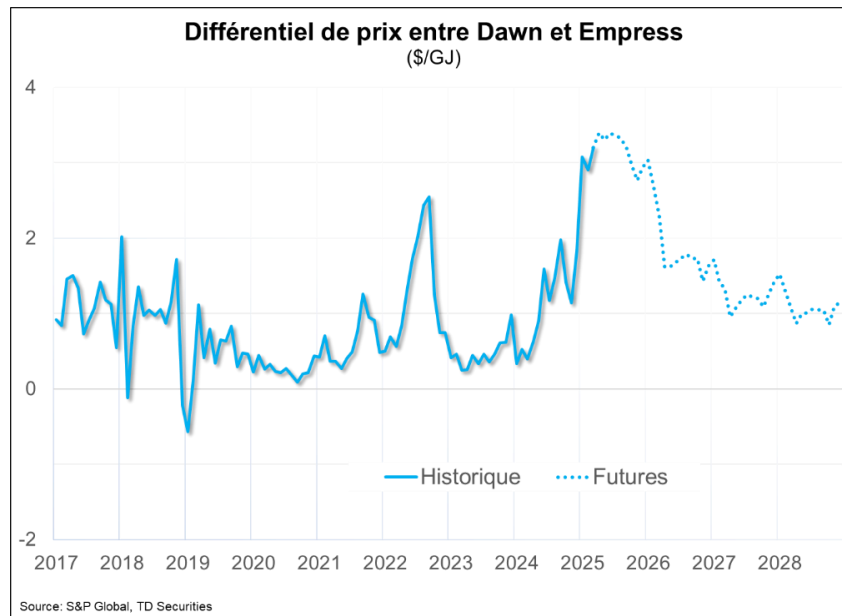
⁶ En dollar nominal.

1 le prix à Henry Hub et celui à Dawn, cette perspective de prix peut aisément se transposer
2 aux autres principaux carrefours de prix en Amérique du Nord, dont celui à Dawn.

3 Les graphiques suivants présentent la moyenne mensuelle des prix du gaz naturel à
4 Empress et à Dawn, ainsi que les prix *Futures* au 7 mars 2025.

Graphique 12**Graphique 13**

Graphique 14



1 Le contexte gazier – et notamment un fort niveau des entreposages dans l’Ouest canadien –
 2 favorise une remontée des prix du gaz naturel ainsi qu’un relèvement du différentiel de prix entre
 3 Empress et Dawn. Les marchés anticipent que le différentiel de prix devrait s’élever au-dessus
 4 des 3 \$/GJ en 2025, pour ensuite se rétablir entre 1 \$/GJ et 2 \$/GJ.

1.2 LES TENDANCES SUR LE MARCHÉ DU GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR)

5 La présente section fait suite à la demande⁷ de la Régie de l’énergie (Régie) d’incorporer une
 6 portion portant sur les tendances de l’évolution du marché nord-américain du GSR.

7 Il importe de rappeler qu’à la différence du marché du gaz naturel traditionnel qui s’appuie sur
 8 une abondance de données publiques, homogènes et mises à jour sur une base régulière, les
 9 caractéristiques de prix et de volume du marché des biogaz et du GSR sont soit du domaine
 10 privé, soit difficiles à obtenir et à consolider. Ces données demeurent fragmentaires, difficilement
 11 conciliables entre elles et requièrent un travail d’agrégation pour produire un portrait d’ensemble
 12 qui demeure malgré tout incomplet.

⁷ Décision D-2022-156, p.16.

1 Puisque ces données ne contiennent aucune information sur les prix de vente ou la valeur du
2 GSR produit et acheté, nous retenons l'approche qui consiste à approximer les valeurs
3 potentielles du GSR par le biais de la valeur des crédits offerts par les principaux programmes
4 qui valorisent les énergies renouvelables. La somme de la valeur de certains de ces crédits nous
5 permet tout de même d'obtenir une bonne approximation de la valeur du biogaz ou du GSR
6 destiné à l'un ou l'autre des usages finaux.

7 Ainsi, nous proposons d'illustrer les tendances sur le marché du GSR en présentant, dans un
8 premier temps, les données les plus récentes à l'égard de la production de GNR au Canada et
9 aux États-Unis.

10 Dans un deuxième temps, nous traiterons de la valeur potentielle du GSR selon l'évolution de la
11 valeur des crédits de principaux programmes associés aux principaux usages.

1.2.1 Un contexte de forte compétition

12 Dans le contexte d'une forte tendance à la décarbonation et de la mise en place de cibles,
13 d'exigences et de programmes pour soutenir la production des énergies renouvelables, la
14 compétition pour le biogaz et le GSR s'avère de plus en plus forte entre les utilités, les
15 industriels et les grandes sociétés qui redoublent d'efforts pour sécuriser sur le long terme
16 d'importantes quantités de GSR.

17 À l'échelle nord-américaine, le nombre des utilités gazières mentionnant le GNR dans leur
18 stratégie d'entreprise a plus que triplé entre 2017 et 2020.

19 Les cibles de réduction de gaz à effet de serre (GES) entraînent une forte augmentation
20 de la demande d'énergie propre ou renouvelable dans les différents secteurs d'activité.
21 Dans celui des transports, le Canada, les États-Unis et plusieurs États américains ont
22 individuellement fixé des cibles à atteindre et mis en place d'importants programmes de
23 crédits pour attirer et stimuler la production de carburants renouvelables destinés au
24 transport. D'autres programmes permettent également de valoriser des quantités de
25 biogaz utilisées par les producteurs électriques.

26 Bien que les capacités de production soient en augmentation, celles-ci peinent à satisfaire
27 une demande encadrée par des cibles ou des exigences de plus en plus contraignantes.

28 Pour arrimer l'offre et la demande, d'importants programmes offrent des valorisations de

1 plusieurs dizaines de dollars le MMbtu pour stimuler la production et attirer les volumes
2 de biogaz ou de GSR.

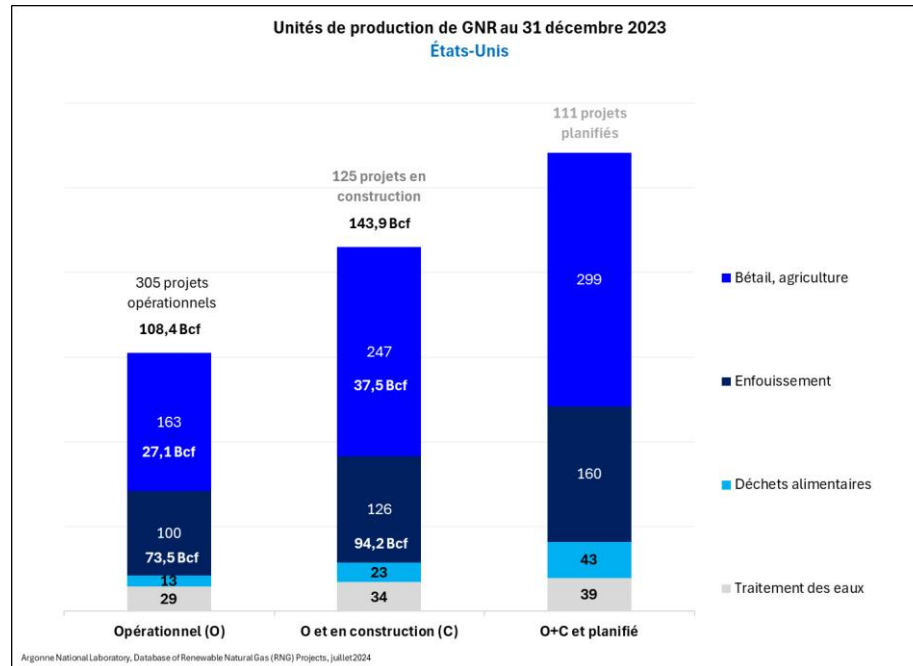
3 Cela crée un contexte qui alimente la compétition entre des utilités ayant des cibles
4 ambitieuses et qui doivent sécuriser leurs approvisionnements en GNR et des entreprises
5 privées qui travaillent également à acquérir la même ressource par le biais de contrats à
6 long terme.

1.2.2 Production de GNR

7 Au cours des dernières années, les capacités de production de biogaz et de GNR ont
8 fortement augmenté en raison d'une croissance de la demande et de la mise en place de
9 programmes permettant de stimuler et de soutenir financièrement la mise en opération de
10 ces capacités de production.

11 Aux États-Unis, l'on dénombrait quelque 305 projets en opération au 31 décembre 2023,
12 produisant un total de 108,4 Bcf/année : une augmentation de 11 % du nombre de projets
13 par rapport à la fin de 2022. En y incluant les projets en construction, c'est près de
14 430 projets de GNR qui produisent et produiront près de 144 Bcf par année, soit une
15 augmentation de 22 % par rapport à la fin de 2022. Les sites d'enfouissement en opération
16 produisent 73,5 Bcf par année (67,8 % du total) contre 27,1 Bcf (25,0 %) pour les projets
17 du secteur agricole. Les secteurs de la gestion des eaux usées et des résidus alimentaires
18 produisent environ 7,9 Bcf par année, soit l'équivalent de 7,3 % de la production sur une
19 base annuelle.

Graphique 15



1 Au Canada, la Régie de l'énergie du Canada comptait environ 35 unités de production de
 2 GNR, produisant un total de 14,1 PJ par année (environ 13,4 Bcf). Près de quatre autres
 3 projets de production de GNR sont à l'étape de projet ou en développement, pour un total
 4 de 4,2 PJ par année⁸.

5 La croissance des projets canadiens et américains illustre le potentiel de production
 6 associé à ce secteur d'activité, mais témoigne également de l'influence de la valeur des
 7 crédits offerts pour le GNR par les différents programmes pour les différents types de
 8 production, dont celles du secteur agricole. Dans le domaine du transport, deux
 9 programmes valorisent les biocarburants ou carburants renouvelables, dont le GSR. Le
 10 premier, le *Renewable Fuel Standard* (RFS) est un programme fédéral américain qui offre
 11 notamment un crédit *Renewable Identification Number* (RIN) pour une quantité de GNR
 12 correspondant à 77 000 Btu.

⁸ <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2023/market-snapshot-two-decades-growth-renewable-natural-gas-canada.html>.

1 D'autres programmes dans le secteur du transport, dont ceux du type *Low Carbon Fuel*
2 *Standard* (LCFS), offrent une valorisation correspondant à l'écart entre une intensité
3 carbone (IC) de référence et celle du carburant lui-même selon sa nature et son mode de
4 production. Ce type de programme se retrouve dans quelques États aux États-Unis, en
5 Colombie-Britannique et dans l'ensemble du Canada par le biais du *Règlement sur les*
6 *combustibles propres* (RCP).

7 Enfin, dans le secteur de la production électrique, l'on retrouve d'autres programmes qui
8 valorisent l'utilisation d'énergies renouvelables dans la production électrique. Lorsqu'une
9 juridiction adopte un programme de type *Renewable Portfolio Standards*, des *Renewable*
10 *Energy Certificates* (RECs) sont émis pour chaque mégawattheure (MWh) produit par une
11 énergie renouvelable, dont le biogaz ou le GSR.

12 Collectivement, les différentes valorisations offertes par ces programmes se veulent de
13 puissants incitatifs à la production de GSR.

14 D'autres incitatifs s'ajoutent, notamment, les aides financières découlant de l'*Inflation*
15 *Reduction Act* (IRA) des États-Unis. Malgré certaines incertitudes liées à l'élection d'une
16 nouvelle administration fédérale, des crédits de taxe à la production demeurent prévus
17 pour de nouveaux sites d'enfouissement et de production de biomasse destinée à la
18 production électrique. S'ajoutent des crédits à l'investissement pour l'amélioration des
19 procédés de production de biogaz ainsi qu'un crédit de taxe pour la production
20 d'hydrogène à base de biogaz⁹.

21 En parallèle, plusieurs distributeurs gaziers sont à analyser la capacité de leur réseau
22 gazier pour accueillir des volumes d'hydrogène. Plusieurs se sont dotés de cibles
23 d'injections d'ici quelques années. Des producteurs électriques ont aussi, pour leur part,
24 annoncé soit des projets pilotes d'injection ou la signature de contrats avec des tiers pour
25 la production d'électricité en utilisant une part d'hydrogène. Peu de données agrégées
26 sont disponibles.

⁹ IEA, *Renewables 2023, Analysis and forecast to 2028*, janvier 2024, p.135.

1.2.2 Usages et valorisations

1 Plusieurs programmes permettent de valoriser le biogaz dans sa forme brute ou sous la
2 forme de GSR selon, notamment, l'utilisation à laquelle il est destiné et selon l'intensité
3 carbone de son mode de production. D'autres facteurs, comme la proximité à un réseau
4 de transport de gaz naturel ou à une unité de production électrique, peuvent également
5 exercer une influence sur son usage et sa valorisation. Il n'existe donc pas un prix pour le
6 GNR ou le GSR, mais plusieurs prix selon les usages auxquels ils ont accès et les
7 programmes de valorisation qui leur sont associés.

8 Au Canada et aux États-Unis, l'on peut distinguer trois types de programmes qui valorisent
9 le biogaz ou le GSR, dont notamment le GNR.

Renewable Portfolio Standards (RPS)

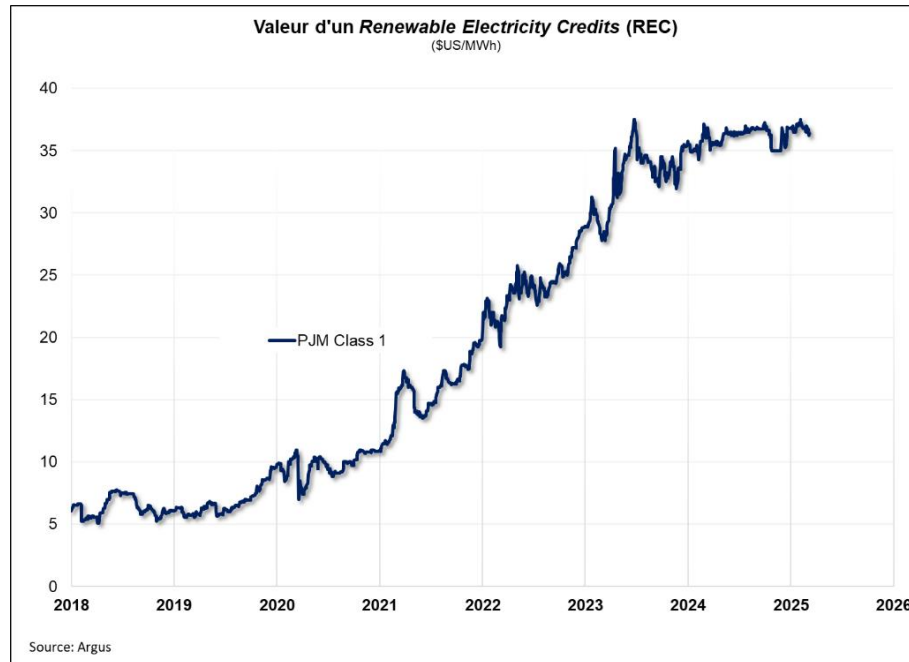
10 En vigueur dans 29¹⁰ États américains à la fin de 2023, les RPS sont des programmes
11 qui exigent que l'électricité distribuée contienne une certaine quantité d'électricité produite
12 à partir de source renouvelable, dont le biogaz ou le GNR. Le gaz naturel étant la
13 principale source de génération électrique aux États-Unis, l'utilisation de GSR représente
14 une opportunité intéressante pour remplir les objectifs de production des utilités
15 électriques ou des municipalités à partir d'énergies renouvelables.

16 Chaque année, des objectifs en pourcentage sont déterminés et des pénalités sont
17 prévues pour les utilités n'atteignant pas ces objectifs. Les utilités ont ainsi deux choix,
18 soit de produire de l'énergie renouvelable ou d'acheter des crédits via le marché des
19 *Renewable Electricity Credit* (REC) rattaché au RPS.

20 Une utilité qui produit davantage d'électricité renouvelable que le niveau exigé peut
21 échanger ou vendre le REC associé à cette production électrique. Pour le producteur
22 électrique, le REC devient alors un moyen de réduire le coût associé aux exigences du
23 RPS. Les RECs sont donc associés à une unité d'énergie renouvelable (1 REC étant égal
24 à 1 MWh d'énergie renouvelable) et ont une valeur déterminée sur les marchés. Cette
25 valeur diffère d'une juridiction à l'autre selon les objectifs et la disponibilité de la ressource.

¹⁰ Environ 39 États si l'on inclut ceux qui se sont dotés de *Clean Energy Standards*. [Detailed Summary Maps - DSIRE \(dsireusa.org\)](https://www.dsireusa.org).

1 Sur la côte Est, dans la région de la *PJM Interconnection*¹¹, la valeur d'un REC évolue
2 aujourd'hui autour des 36 \$US/MWh après avoir enregistré une forte croissance jusqu'en
3 2023.

Graphique 16

4 L'EIA estime qu'en 2022, quelque 334 sites d'enfouissement ont produit environ 216 Bcf
5 de biogaz qui ont ensuite généré environ 8,5 milliards de kWh d'électricité aux États-Unis.
6 À 35 \$US/MWh, le crédit REC équivaut à 1,38 \$US/MMBtu.

7 En 2011, l'essentiel du GNR produit aux États-Unis était destiné à la production électrique.
8 Avec la création de marchés de crédits dans le domaine du transport, le GNR s'oriente
9 désormais dans une plus grande proportion vers le secteur du transport.

Renewable Fuel Standard (RFS)

10 Le programme RFS est un important programme national aux États-Unis, qui exige qu'une
11 certaine quantité de carburants renouvelables soit mélangée aux carburants

¹¹ <https://www.pjm.com/>.

1 conventionnels. Du fait de son fonctionnement, il procure une valeur certaine pour les
2 biocarburants qui se destinent au secteur du transport.

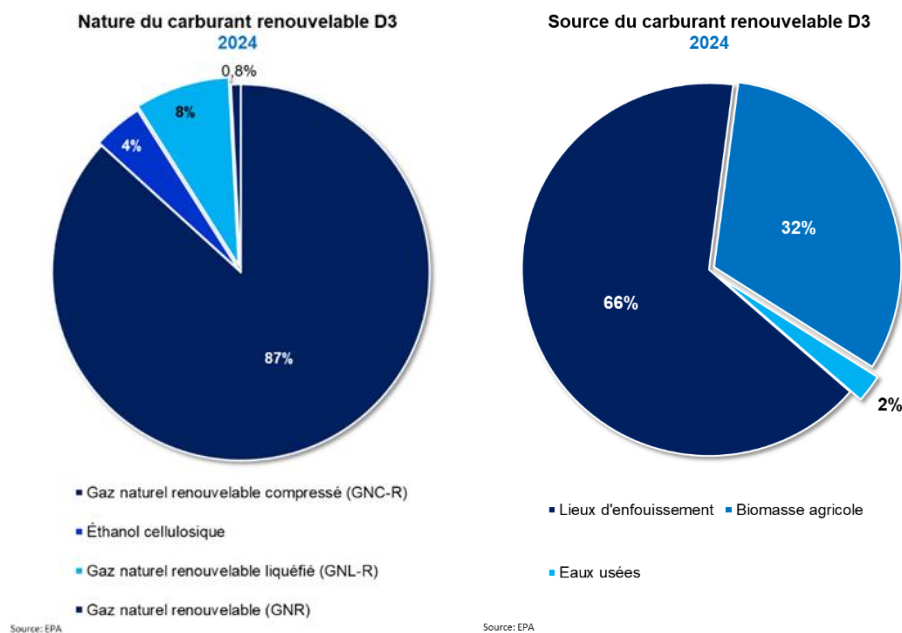
3 Annuellement, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) fixe des volumes requis de
4 différentes catégories de carburants renouvelables, dont celle des carburants
5 celluloses, qu'elle souhaite voir mélanger aux carburants conventionnels. Il en découle
6 une obligation pour les producteurs et importateurs d'acquérir des carburants
7 renouvelables dans certaines proportions.

8 Chaque unité de carburant renouvelable produite se voit attribuer un *Renewable*
9 *Identification Number* (RIN) selon l'une des cinq catégories à laquelle elle appartient. Sous
10 forme gazeuse ou liquide, le GNR est un carburant que l'on retrouve essentiellement sous
11 la catégorie des RIN D3, parfois même dans le RIN D5 s'il se classe comme étant un
12 biocarburant avancé.

13 En 2024, plus de 1 013 millions de RIN D3 ont été émis, un niveau équivalant à une
14 production d'environ 78 Bcf.¹² Près des deux tiers (66 %) de ces RIN D3 ont été générés
15 par le biogaz ou le GNR provenant des sites d'enfouissement. Dans une proportion de
16 87 %, ces gaz destinés au transport sont constitués de gaz naturel comprimé et le reste,
17 de gaz naturel liquéfié, d'éthanol cellulosique et de GNR sous forme gazeuse.

¹² 1 RIN pour chaque 77 000 Btu de carburants renouvelables produits et admissibles au RFS.

Graphiques 17 et 18



1 En juin 2023, l'EPA annonçait une importante augmentation des volumes cibles de
 2 biocarburants cellulosiques afin de refléter la forte croissance de la production de
 3 carburants cellulosiques. En vertu de cette annonce, le volume visé de carburants
 4 cellulosiques, donc de RIN D3, serait multiplié par trois (x 3) à l'horizon 2025.

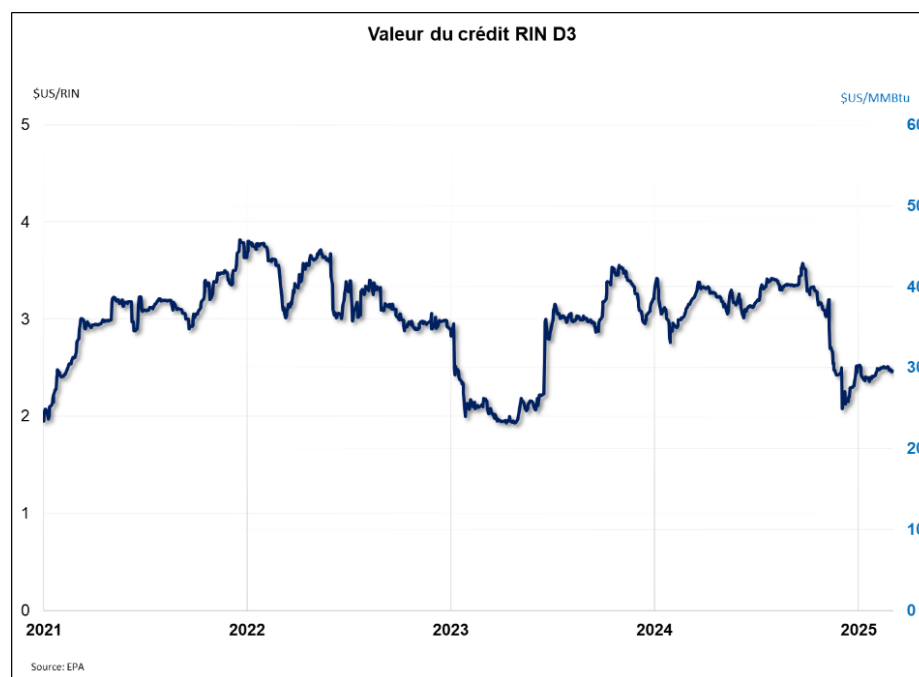
Tableau 1

RINs de biocarburants cellulosiques (million de RINs)					
	Volumes proposés Décembre 2022		Volumes finaux Juin 2023		Croissance annuelle
	GNC/GNL	Électricité	GNC/GNL	Électricité	
2022	666,8		666,8		
2023	719,3	<i>nd</i>	838,0	-	+ 26%
2024	813,9	600,0	1 090,0	-	+ 30%
2025	920,9	1 200,0	1 376,0	-	+ 26%

Source: EPA

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

5 De plus, les marchés sont en attente des orientations de la nouvelle administration
6 américaine à l'égard du programme RFS et de certaines de ses modalités et exemptions
7 qui ont été écartées par l'administration précédente. Face à cette incertitude, la valeur du
8 RIN D3 s'est repliée autour des 2,50 \$US. Les données finales sur le nombre de RIN émis
9 en 2024 ont démontré la vigueur de la production de carburants cellulotiques à base de
10 GNR.

Graphique 19

11 Ce faisant, les marchés n'anticipent pas de forte révision à la baisse des volumes de
12 RIN D3 pour 2024 et 2025. Toutefois, le retour de l'exemption pour les petites raffineries
13 ou l'assouplissement d'autres modalités du programme pourrait contribuer à faire baisser
14 la valeur des crédits RFS sur les marchés.

Low Carbon Fuel Standards (LCFS)

1 Toujours dans le secteur des transports, plusieurs juridictions se sont dotées de
2 programmes distincts de réduction de l'intensité carbone (IC) des carburants. Ces
3 programmes valorisent les carburants ayant une intensité carbone inférieure à l'intensité
4 cible. Pour se prévaloir de ces crédits, il faut démontrer que le biocarburant produit est
5 destiné à être consommé dans la juridiction qui accorde le crédit. Plusieurs États
6 américains, la Colombie-Britannique et le Canada se sont dotés de programmes de types
7 LCFS ayant des objectifs et des modalités qui leur sont propres. Le plus important de ces
8 programmes est celui en vigueur dans l'État de la Californie.

9 En vertu de ce type de programme, chaque carburant se voit attribuer une IC en fonction
10 de son cycle de vie du carburant. Lorsque cette IC est supérieure à un indice de référence
11 qui décroît chaque année, le carburant enregistre un déficit que le producteur doit combler
12 par l'achat de crédits. Lorsque l'IC est inférieure à l'indice de référence, le carburant se
13 voit attribuer un certain nombre de crédits LCFS.

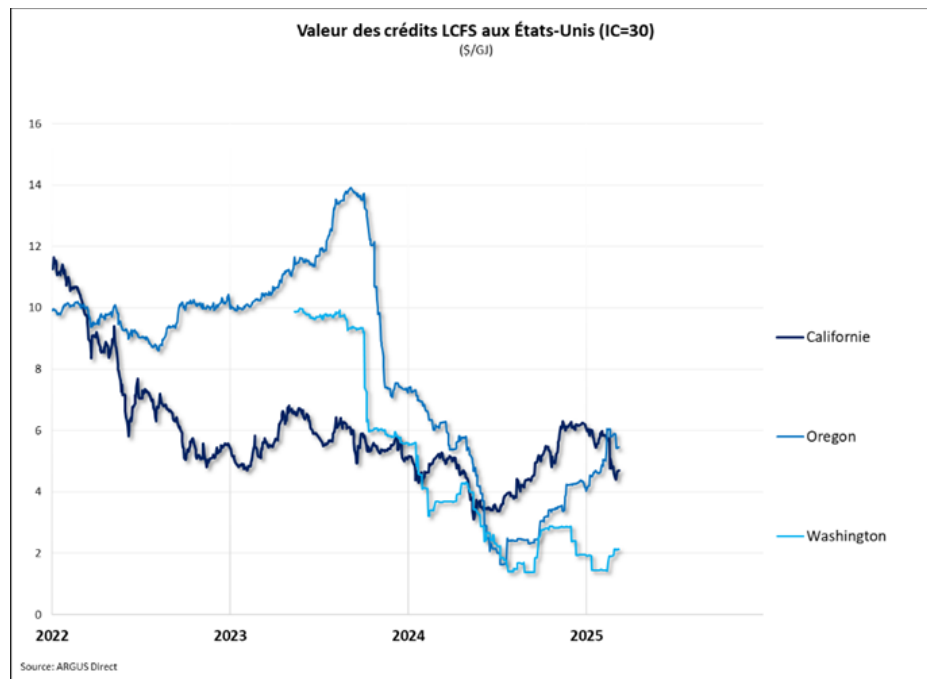
14 Selon le type de matières premières ou le mode de production, l'indice IC d'un carburant
15 renouvelable peut varier significativement selon la matière première utilisée et la méthode
16 de production du GSR. Le graphique suivant illustre les intensités carbone du GNR selon
17 la matière première utilisée.

18 Pour le GNR produit à partir de biomasse agricole, l'IC se situe en moyenne à
19 environ -350 gCO₂e/MJ contre une moyenne de près de +50 gCO₂e/MJ. Un écart énorme
20 qui entraîne des écarts tout aussi énormes dans le nombre de crédits LCFS émis et la
21 valorisation du carburant à faible IC.

22 Dans chacun des programmes LCFS, leur modalité propre – notamment l'intensité de
23 référence – et l'intensité carbone du carburant déterminent l'ampleur des déficits et le
24 nombre de crédits émis. L'interaction entre le volume des crédits et les déficits influence
25 la valeur de ces crédits.

26 Le graphique suivant montre l'évolution de la valeur des crédits LCFS dans trois États de
27 l'Ouest américain. Dans ces États, le volume des crédits émis est en forte croissance alors
28 que la production et la consommation de carburants croissent moins rapidement. La
29 surabondance de crédits par rapport aux déficits générés par les carburants

1 conventionnels a engendré une baisse de la valeur des crédits LCFS. Ainsi, le succès de
2 ces programmes a permis de réduire significativement les émissions dans le secteur des
3 transports.

Graphique 20

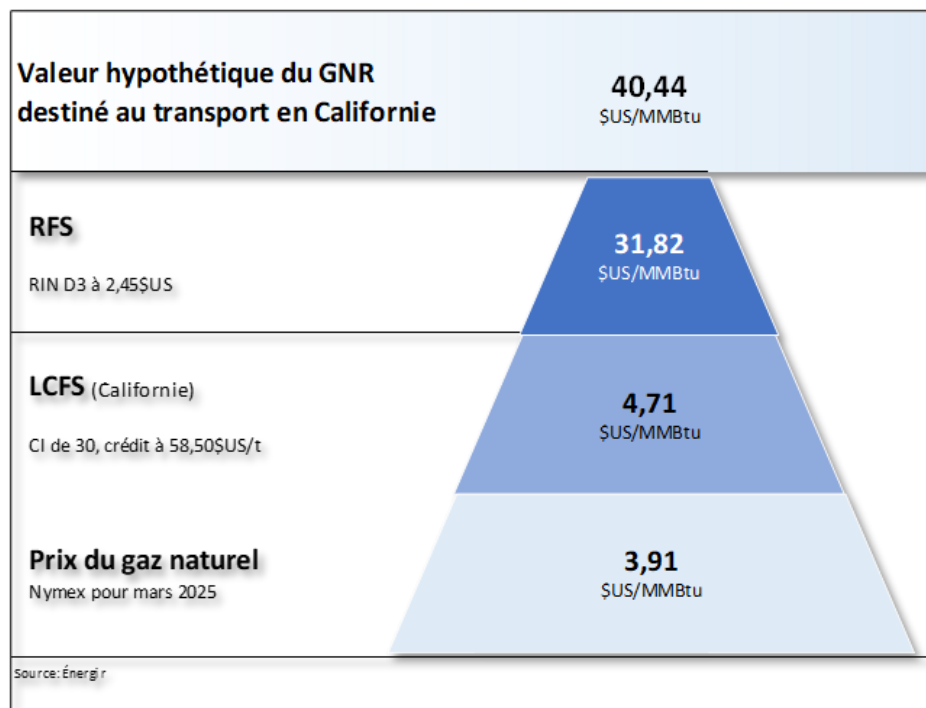
4 Face à la baisse de la valeur de leurs crédits, les États – notamment la Californie – ont
5 annoncé une révision de leur programme avec l’objectif d’y apporter des modifications
6 incluant un durcissement des cibles de réduction des GES à l’horizon 2045. En Californie,
7 il est notamment proposé d’abaisser de 9 % la cible de réduction des IC dès 2025. De
8 plus, un mécanisme automatique d’accélération de la cible de réduction de GES ainsi
9 qu’un durcissement de certaines modalités associées aux projets de production de GNR
10 seront implantés à compter de 2030. Ceci a amené certaines productions de GNR à se
11 diriger vers d’autres juridictions ou d’autres usages. Ces éventuels changements
12 devraient se traduire par un relèvement de la valeur du crédit LCFS en Californie.

13 La valeur actuelle des crédits LCFS se situe entre 15 \$US/tonne et 75 \$US/tonne et se
14 traduit par des valorisations du GNR entre 2,00 \$/GJ et 6,00 \$/GJ pour une production
15 ayant une IC de 30 gCO₂e/MJ. Rappelons que cette valorisation issue du LCFS

1 californien, ainsi que celle des autres États, s'additionne à celle du RFS (RIN D3) lorsque
 2 le GNR se destine au secteur du transport, et ce, quelle que soit sa provenance sur le
 3 continent.

4 Selon les données actuelles, on obtient une valorisation totale qui peut atteindre les
 5 40 \$/GJ pour un projet ayant une IC de 30 gCO₂e/MJ et dont le GNR est livré en Californie.
 6 Avec une IC de -300 gCO₂e/MJ, cette valorisation peut être largement supérieure et
 7 avoisiner les 70 \$/GJ.

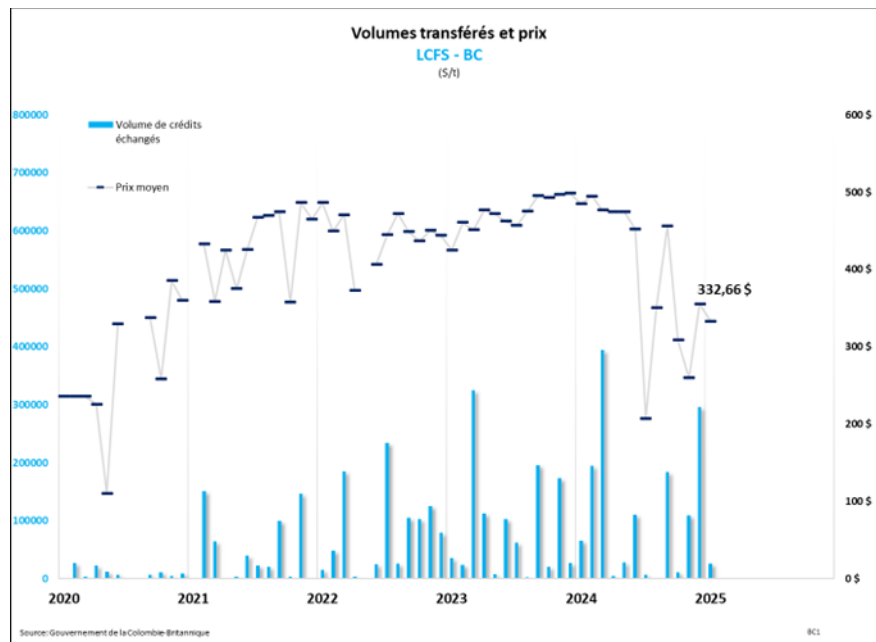
Tableau 2



8 Au Canada, on compte également deux programmes de type LCFS, soit celui en
 9 Colombie-Britannique et le *Règlement sur les combustibles propres* (RCP) qui remplace
 10 le *Règlement sur les carburants renouvelables* (RCR) établi en août 2010. Contrairement
 11 au RCR, le RCP exige des réductions de GES sur la base du cycle de vie, en
 12 comptabilisant les émissions de la production à l'utilisation finale du carburant. Le RCP
 13 établit des limites de l'IC sur le cycle de vie pour chaque type de carburant.

1 En Colombie-Britannique, la valorisation qui découle des modalités du programme et des
 2 interactions de marché se traduit par un crédit dont la valeur oscille entre 200 \$/tonne et
 3 400 \$/tonne, soit environ 8 \$/GJ à 18 \$/GJ pour un projet ayant une IC de 30 gCO₂e/MJ.

Graphique 21



4 Le GNR destiné à un usage au Canada peut également bénéficier des unités de
 5 conformité dans la classe des combustibles gazeux, conformément au RCP, à titre de
 6 fournisseur de carburant à faible IC¹³. Si le GNR se destine au secteur du transport, il peut
 7 donc s'ajouter à la valorisation offerte par le LCFS en Colombie-Britannique.

8 Au niveau continental, il existe donc plusieurs juridictions et programmes dans le secteur
 9 du transport qui auront pour effet de stimuler la production de biogaz et de GSR et l'offre
 10 de la ressource vers l'un ou l'autre des territoires. Pour le moment, certaines contraintes
 11 structurelles empêchent une parfaite fluidité du GNR entre les juridictions. Mais avec
 12 l'augmentation de la demande de GNR et l'augmentation des programmes de valorisation
 13 de la ressource, on peut anticiper une plus grande intégration des différents marchés du

¹³ [Norme sur les combustibles propres : document d'information technique - Canada.ca.](#)

1 GNR. S'ajoute également une demande accrue des autres secteurs d'activités,
2 notamment celui des distributeurs gaziers.

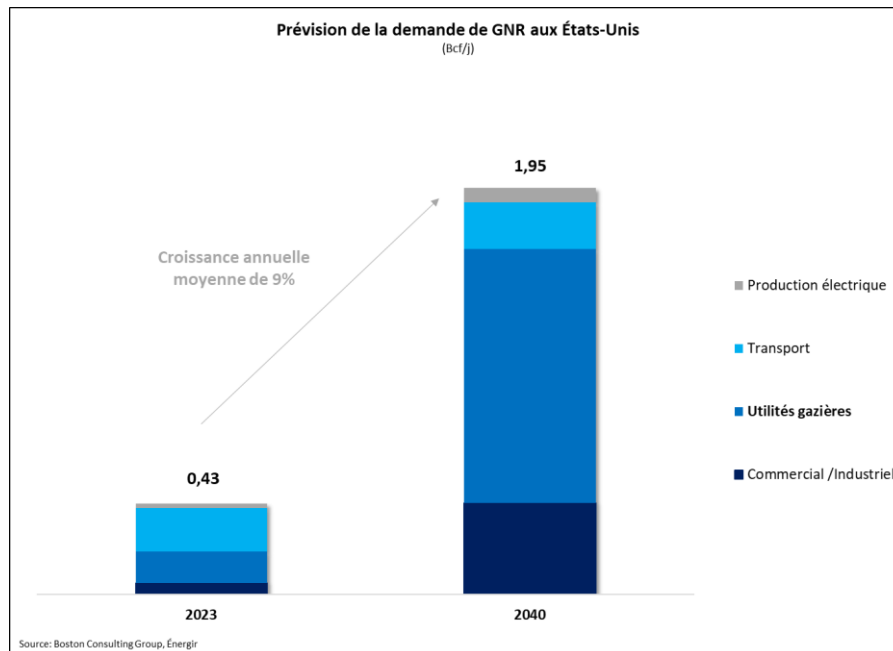
Demande des distributeurs gaziers

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

12 En considérant tous les usages possibles, *Boston Consulting Group* (BCG)¹⁴ estime que
13 la demande de GNR pourrait représenter 1,95 Bcf/jour, soit 4,5 fois la demande totale de
14 2023.

¹⁴ Boston Consulting Group, *Is Renewable Natural Gas Poised for Future Growth or Doomed to Decline?*, juin 2023.

Graphique 22



1 Autrefois principale destination du GNR grâce notamment à la réglementation mise en
2 place en Californie et au niveau fédéral, le marché du transport offre un potentiel limité de
3 croissance pour le GNR. Bien que la réglementation puisse toujours favoriser le
4 développement du GNR, cet accroissement devrait être relativement modéré à l'horizon
5 2040.

6 Au Canada, la mise en place du RCP devrait favoriser davantage son développement,
7 mais les alternatives à faible empreinte carbone et la concurrence avec l'injection dans
8 les réseaux gaziers jusqu'à concurrence de 10 % des unités de conformité pourrait limiter
9 un développement aussi important qu'aux États-Unis.

10 Enfin, les cibles d'injection, les programmes d'achat volontaire et les achats directs de gré
11 à gré entre entreprises représenteront les plus importants vecteurs de croissance de la
12 demande. En combinant ces facteurs d'accroissement de la demande, la consommation
13 de GNR pourrait être multipliée par six et atteindre 1,22 Bcf/jour en 2040 seulement aux
14 États-Unis, selon la firme BCG.

1.3 EN RÉSUMÉ

1 Confronté à des enjeux qui lui sont propres, le marché gazier nord-américain bénéficie d'une
2 infrastructure unique qui lui permet encore aujourd'hui d'offrir un gaz naturel à des prix compétitifs
3 et nettement moins volatils qu'ailleurs dans le monde. De plus, malgré l'incertitude liée à l'élection
4 d'une nouvelle administration fédérale aux États-Unis, le marché américain du gaz naturel
5 pourrait bénéficier de certaines intentions exprimées par la nouvelle administration fédérale à
6 l'égard des exportations de GNL et des contraintes de transport de gaz naturel dans certaines
7 régions.

8 Affecté par des températures au-dessus des normales, le marché du gaz naturel a enregistré en
9 2024 des prix parmi les plus faibles des dernières années. Au début de 2025, des températures
10 plus froides ont stimulé la demande et entraîné d'importants retraits de gaz naturel des
11 entreposages. De nouveaux records : les entreposages termineront l'hiver 2024-2025 sous les
12 moyennes historiques.

13 Face à des prix faibles, les producteurs de gaz naturel en Amérique du Nord réduisent la
14 croissance de leur production et tentent d'augmenter leur productivité. Certaines contraintes de
15 transport affectent les marchés du Nord-Est alors que des capacités de transport s'ajoutent dans
16 le Sud des États-Unis vers les liquéfacteurs. La production s'est quelque peu repliée en 2024,
17 mais devrait reprendre le sentier de la croissance dès 2025 avec l'augmentation des capacités
18 de liquéfaction observée et prévue.

19 Plus près du marché québécois, la contribution des bassins de production des Appalaches et
20 l'important réseau de transport qui les relie au Midwest et au carrefour à Dawn assurent une
21 sécurité d'approvisionnement offrant des prix compétitifs moins volatils et, dans une certaine
22 mesure, plus isolés des impacts que peuvent avoir les marchés mondiaux sur l'équilibre des prix
23 dans le sud des États-Unis, près des marchés de consommation et d'exportation.

24 Le marché des biogaz et du GSR demeure en pleine expansion malgré certaines incertitudes
25 liées à l'élection d'une nouvelle administration fédérale aux États-Unis. Les volumes produits sont
26 en hausse et la valeur potentielle des unités augmente également. Il existe de nombreux
27 programmes gouvernementaux qui donnent une valeur au biogaz et au GSR lorsqu'ils sont
28 destinés au transport ou à la production électrique. Ces programmes se superposent parfois ou
29 sont autrement en compétition pour attirer la ressource. S'ajoutent de nombreux distributeurs

1 gaziers qui disposent de programmes d'achat volontaire de GNR et/ou qui se sont dotés de cibles
2 d'injection de GSR dans leur réseau. Ce sont ces distributeurs qui alimenteront l'essentiel de la
3 croissance du marché du GNR au cours des prochaines années.

4 Les objectifs de décarbonation de ces nombreux programmes pour valoriser ces énergies
5 renouvelables créent un engouement pour la ressource et une très forte compétition entre ceux
6 qui souhaitent l'acquérir. La consommation de GNR pourrait ainsi être multipliée par six entre
7 2022 et 2040.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2026-2029, incluant la présente vision long terme du contexte gazier.