

PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

HORIZON 2025 - 2028

TABLE DES MATIÈRES

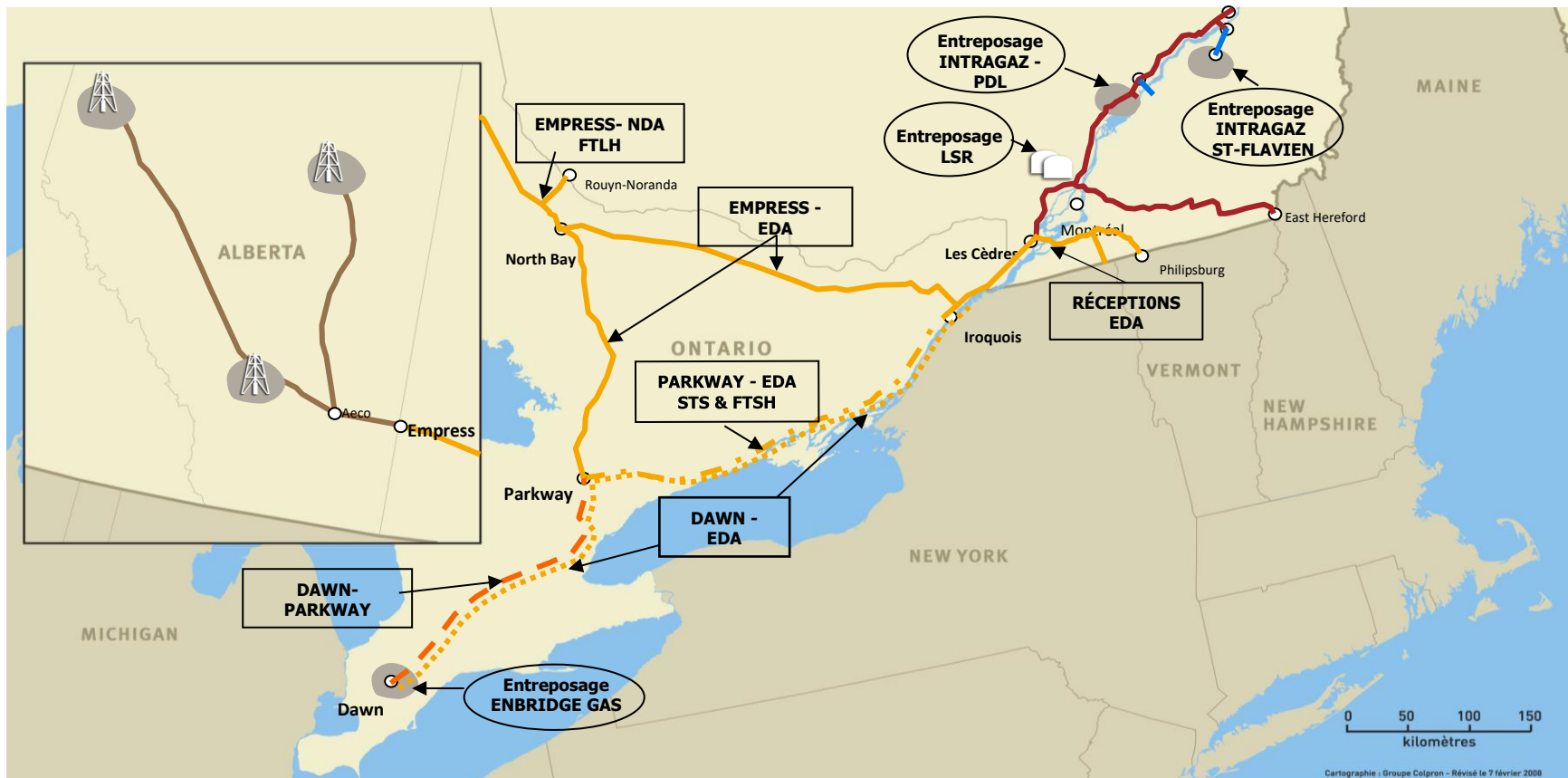
LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	3
INTRODUCTION.....	6
1 Vision long terme du contexte gazier.....	7
1.1 Le marché gazier au Canada et aux États-Unis.....	7
1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis	7
1.1.2 Contexte gazier au Canada	14
1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada	16
1.1.4 Les attentes à court 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.....	26
1.3 En résumé.....	40
CONCLUSION	42

LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE

AECO	Point situé en Alberta représentant le lieu d'accumulation des puits de production
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
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 Énergir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Empress et Énergir EDA/NDA
FTSH	<i>Firm Transportation Short Haul</i> ; service de transport ferme de TCPL entre Dawn ou Parkway et Énergir EDA/NDA, est également utilisé au sens large pour caractériser tout service de transport ferme contracté entre Dawn et Énergir EDA/NDA
« Futures » contrat à terme	Prix d'achat ou vente offert par une tierce partie pour une commodité (molécule, transport ou différentiel de lieu) en fonction d'une période déterminée et d'un lieu de livraison
Gigajoule (GJ)	1 milliard de joules = 10 ⁹ joules
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.
Énergir 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
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	Storage Transportation Service; 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
- Enbridge Gas
- Énergir
- TCPL
- TQM

INTRODUCTION

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

1 La présente pièce introduit la vision à long terme d'Énergir en matière d'approvisionnement en
2 gaz naturel. Cette vision à l'horizon 2028 s'inscrit dans le contexte suivant :

- 3 • Des températures plus clémentes favorisent une baisse de la demande domestique et
4 des retraits d'entreposage. Le niveau élevé des entreposages en Amérique du Nord
5 maintient les prix à des niveaux relativement faibles;
- 6 • Avec la faiblesse des prix, la production américaine de gaz naturel pourrait légèrement
7 fléchir ou stagner jusqu'à l'augmentation des capacités de liquéfaction;
- 8 • Les prix du gaz naturel à Dawn devraient se maintenir dans une fourchette de 4 \$/GJ à
9 6 \$/GJ d'ici 2028;
- 10 • La production nord-américaine de GSR est appelée à croître en raison de la forte
11 demande des distributeurs gaziers et celle des secteurs du transport et de la production
12 électrique;
- 13 • Dans un marché désormais fortement compétitif, cette valorisation et la demande des
14 distributeurs augmentent les coûts d'acquisition du GSR pour l'ensemble des distributeurs
15 gaziers.

16 Températures hivernales sous les normales et résilience de la production américaine de gaz
17 naturel ont entraîné un renversement de certaines tendances que l'on pouvait observer en 2022.
18 Dès le début de 2023, les températures moins froides de janvier et février provoquaient un
19 ralentissement des retraits d'entreposage et, incidemment, un repli des prix du gaz naturel. La
20 vigueur de la production de gaz naturel a ensuite contribué à solidifier un contexte désormais
21 propice à un important repli des prix du gaz naturel. Des conditions de marché faisant pression à
22 la baisse sur les prix du gaz naturel perdurent encore aujourd'hui et percolent sur les perspectives
23 de court et de moyen termes du marché gazier en Amérique du Nord.

1.1 LE MARCHÉ GAZIER AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

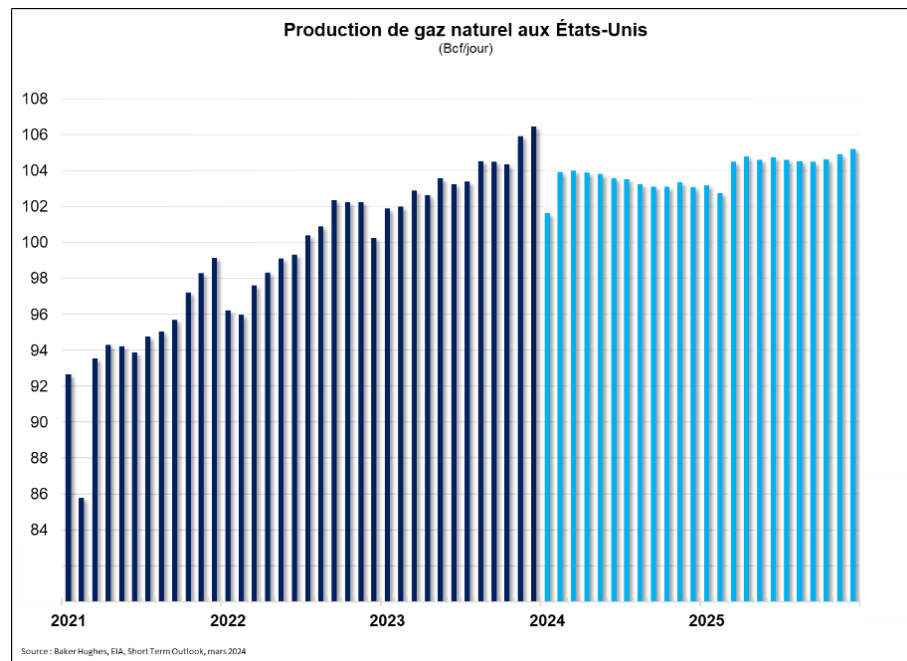
1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis

Production

24 La production américaine de gaz naturel s'est avérée particulièrement résiliente face à la
25 faiblesse des prix observée tout au long de l'année 2023. Alors que la baisse momentanée

1 des activités de forage semblait annoncer une certaine détente au chapitre de l'offre de
2 gaz naturel, le rythme de production s'est au contraire avéré suffisamment solide tout au
3 long de l'année. Au fil des mois, plusieurs prévisions ont ainsi été revues à la hausse pour
4 refléter cette résilience de la production gazière américaine. Bien que la croissance de la
5 production s'avère certes plus modeste, l'offre continentale demeure abondante et
6 suffisante pour satisfaire les besoins domestiques ainsi que la demande des exportateurs
7 américains de GNL.

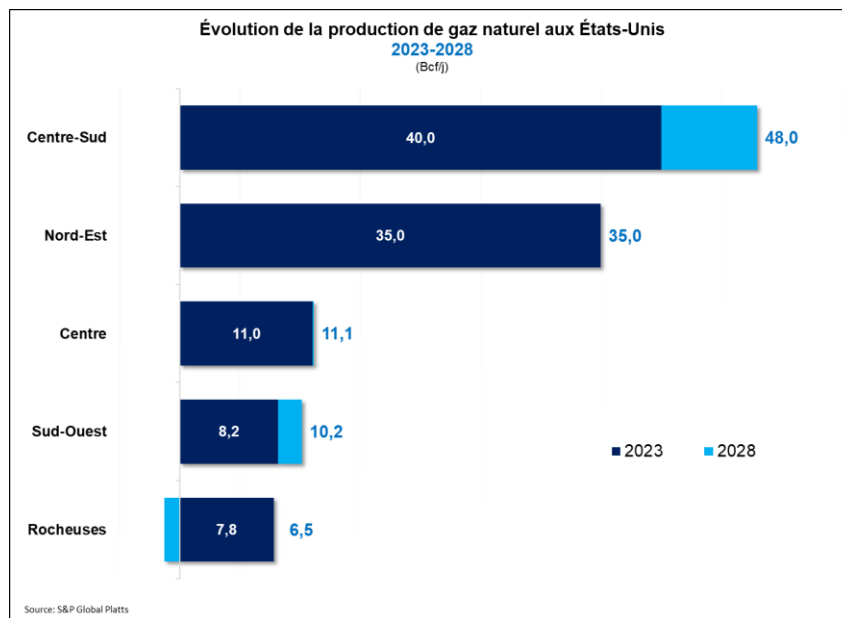
8 En 2023, la production totale de gaz naturel aux États-Unis a augmenté d'environ 4,2 %
9 pour se situer à quelque 103,8 Bcf/jour. L'*Energy Information Agency* (EIA) estime que la
10 production de gaz naturel aux États-Unis devrait atteindre les 105,2 Bcf/jour à la fin de
11 2025.

Graphique 1

12 Même à un rythme de croissance modéré, la production américaine demeure suffisante
13 pour combler les besoins domestiques ainsi que la demande de gaz naturel à des fins de
14 liquéfaction et d'exportations de GNL. Le niveau de production devrait toutefois s'ajuster
15 pour offrir un soutien et contrer la trop grande faiblesse des prix continentaux. Déjà, les
16 températures anormalement chaudes en janvier et février 2024 ont entraîné une baisse

1 de la demande de gaz naturel et des prix à des niveaux qui ont amené certains
2 producteurs à réviser leurs cibles de production.

3 Un équilibre qui devient en effet plus fragile pour plusieurs producteurs dans certaines
4 régions. Au Nord-Est, les bassins de production des Appalaches voient leurs productions
5 de plus en plus contraintes par des capacités de transport presque saturées vers la
6 Nouvelle-Angleterre et vers les États du Sud-Est. En revanche, les régions du Centre-Sud
7 (Texas et Louisiane) et du Sud-Ouest, deux régions dotées d'importants bassins de
8 production de gaz naturel associé au pétrole, sont stimulées par leur proximité de
9 l'industrie pétrochimique et des terminaux d'exportations de GNL.

Graphique 2

10 Ce sont d'ailleurs ces deux régions qui soutiendront la croissance de la production de gaz
11 naturel d'ici 2028. Alors que la production des bassins du Centre et du Nord-Est devrait
12 stagner, celle des régions plus au sud devrait croître à un rythme permettant à la
13 production totale d'afficher une croissance annuelle moyenne de plus de 1,5 %.

Demande

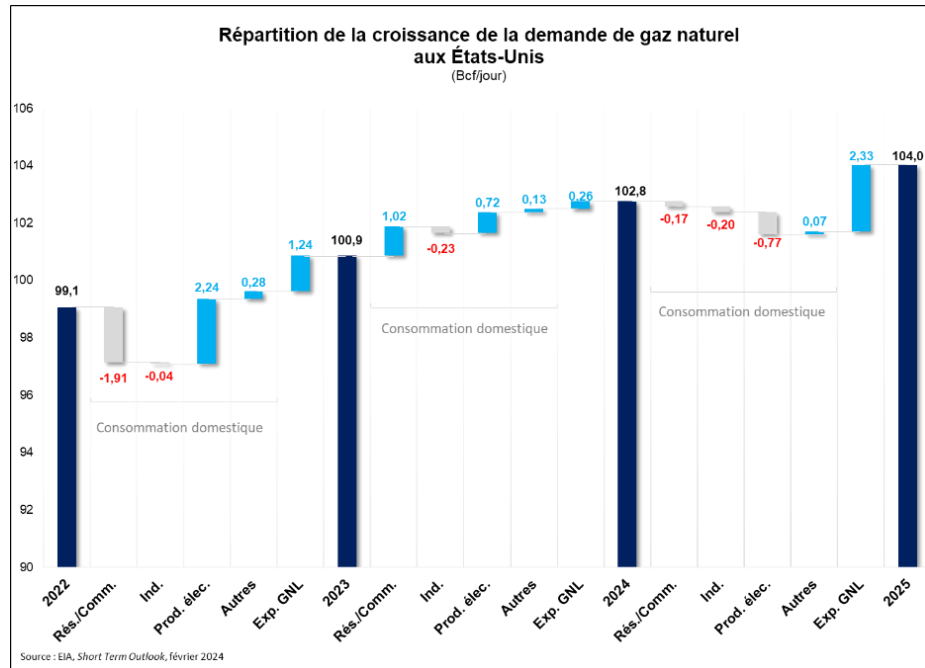
1 La consommation domestique de gaz naturel aux États-Unis demeure relativement stable,
2 avec des variations qui découlent des besoins de chauffage ou de climatisation induits
3 par les températures.

4 Pour les secteurs *Résidentiel* et *Commercial*, les variations observées et prévues de leurs
5 niveaux de consommation découlent essentiellement des températures réelles en période
6 hivernale. Pour la production électrique, la demande s'avère plus importante en période
7 estivale lorsque les besoins de climatisation sont plus importants. La demande du secteur
8 *Industriel* demeure largement tributaire du contexte économique international.

9 Pour 2024, l'EIA anticipe une hausse de la consommation domestique aux États-Unis,
10 essentiellement sur la base d'un retour à la normale des températures par rapport à 2023.
11 En parallèle, les ajouts de capacités de production électrique à partir de gaz naturel et le
12 retrait des capacités de production s'appuyant sur le charbon entraînent une plus grande
13 résilience de la demande de gaz naturel pour la production électrique en 2024. Malgré
14 l'ajout de certaines capacités de production électrique à partir de gaz naturel, l'EIA prévoit
15 que l'ajout des capacités de production électrique à partir des énergies renouvelables sera
16 tout de même plus important et viendra réduire légèrement les volumes de gaz naturel
17 consommés par ce secteur.

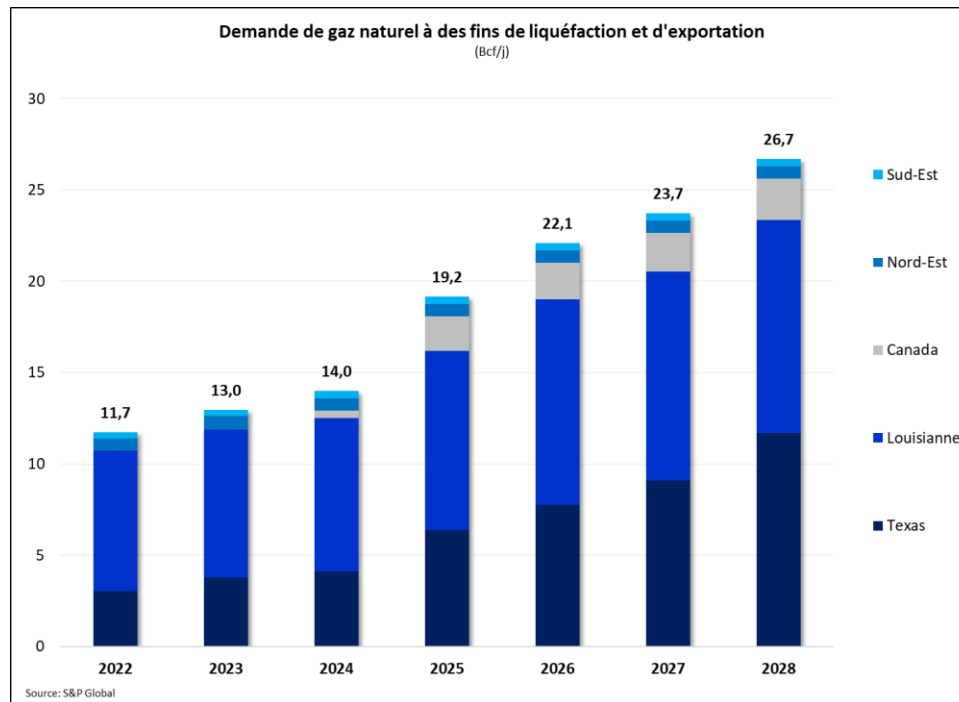
18 En 2024, et davantage à partir de 2025, c'est la demande de gaz naturel à des fins de
19 liquéfaction et d'exportation qui devrait donc stimuler le plus la croissance de la demande
20 totale aux États-Unis. La demande totale de gaz naturel s'élèverait à près de 104 Bcf/jour
21 en moyenne pour 2025, soit une hausse de 3 % par rapport au niveau de 2023.

Graphique 3



1 Ce sont essentiellement ces exportations de GNL qui stimulent la croissance de la
 2 demande totale et qui exercent des pressions sur l'équilibre continental, surtout sur celui
 3 de la région du Centre-Sud des États-Unis où se trouve l'essentiel des capacités
 4 d'exportations. À l'horizon 2028, il est prévu que la demande de gaz naturel à des fins de
 5 liquéfaction et d'exportation soit multipliée par deux, pour se situer à près des 27 Bcf/jour,
 6 si l'on inclut la mise en service d'un premier liquéfacteur en Colombie-Britannique.

Graphique 4



1 La hausse des exportations américaines de GNL devrait accroître la sensibilité du marché
 2 gazier nord-américain aux aléas géopolitiques et climatiques dans les principaux marchés
 3 d'importations que sont l'Asie et l'Europe. Cette sensibilité aux chocs internationaux
 4 devrait toutefois demeurer relativement limitée. Pour les carrefours d'échange plus au
 5 nord, leur proximité avec les bassins de production des Appalaches pourrait favoriser une
 6 plus grande stabilité des prix par rapport aux carrefours du sud, lesquels sont de plus en
 7 plus orientés vers l'exportation.

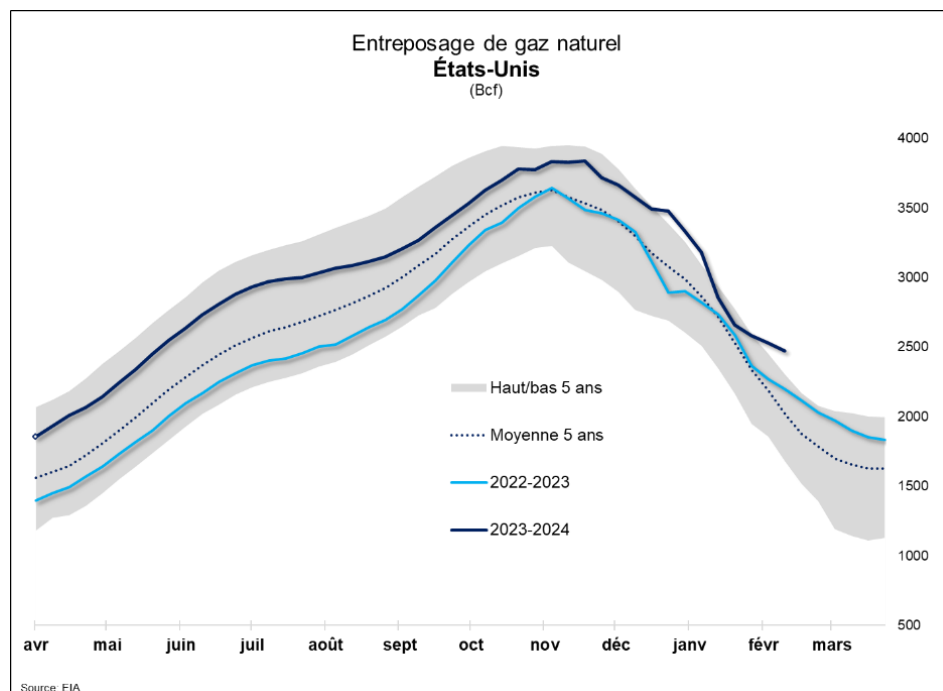
Entreposage de gaz naturel

8 L'entreposage de gaz naturel est un élément essentiel de l'arrimage entre la production
 9 et la demande. L'entreposage est nécessaire à des fins d'optimisation opérationnelle,
 10 mais également pour satisfaire les besoins énergétiques en période d'hiver lorsque la
 11 demande excède la production. Ainsi, au fil de l'évolution des retraits et des injections, les
 12 niveaux d'entreposage peuvent contribuer à rassurer ou inquiéter le marché des prix à
 13 terme ou *Futures* pour les mois ou les saisons à venir. Au cours des dernières années,
 14 les niveaux d'entreposage à l'échelle nationale ou régionale ont exercé une influence
 15 certaine sur le niveau et la volatilité des prix à terme, notamment en 2023.

1 À plusieurs reprises au courant de l'année 2023, les températures moyennes se sont
 2 avérées nettement plus chaudes que la normale, et ce, dans la majorité des régions.
 3 D'une part, des températures moins froides en janvier et février 2023 ont permis de limiter
 4 significativement les retraits de gaz naturel en entreposage et ainsi contribuer à une
 5 baisse des prix du gaz naturel sur l'ensemble du continent.

6 Après avoir terminé l'hiver 2022-2023 près des minimums historiques, les fortes
 7 températures estivales de 2023 ont limité le rythme d'injection de gaz naturel en
 8 entreposage. Par la suite, la clémence des températures hivernales a contribué à relever
 9 et maintenir ces entreposages près et même au-dessus des maximums.

Graphique 5



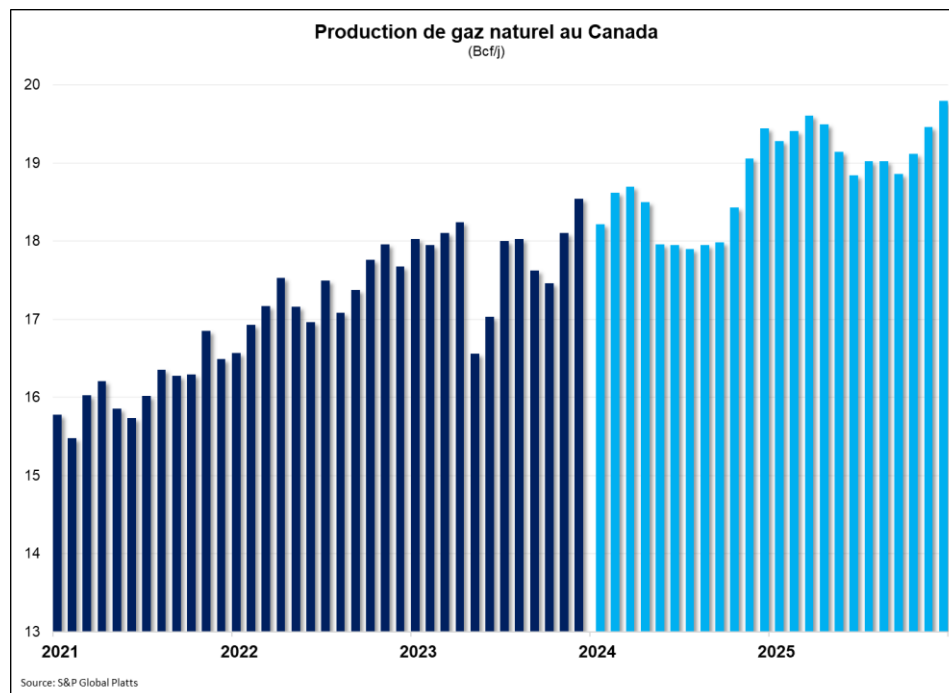
10 Pour l'ensemble des États-Unis, les entreposages de gaz naturel ont atteint les 2 470 Bcf
 11 à la mi-février 2024, soit une hausse de 12,0 % par rapport au niveau enregistré à pareille
 12 date en 2023. L'ampleur des niveaux d'entreposage a un important effet à la baisse sur
 13 les prix à terme pour 2024.

1.1.2 Contexte gazier au Canada

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

4 En 2023, la production canadienne s'est élevée de 2,9 % par rapport à 2022 dans le
 5 contexte, notamment, d'une forte consommation américaine dans les États de la région
 6 du Pacifique. En hausse par rapport à 2022, la production canadienne devrait s'élever
 7 encore davantage en 2024 et 2025 avec la mise en service de terminaux de liquéfaction
 8 et d'exportations en Colombie-Britannique, qui offrira un débouché additionnel au gaz
 9 naturel de l'Ouest.

Graphique 6

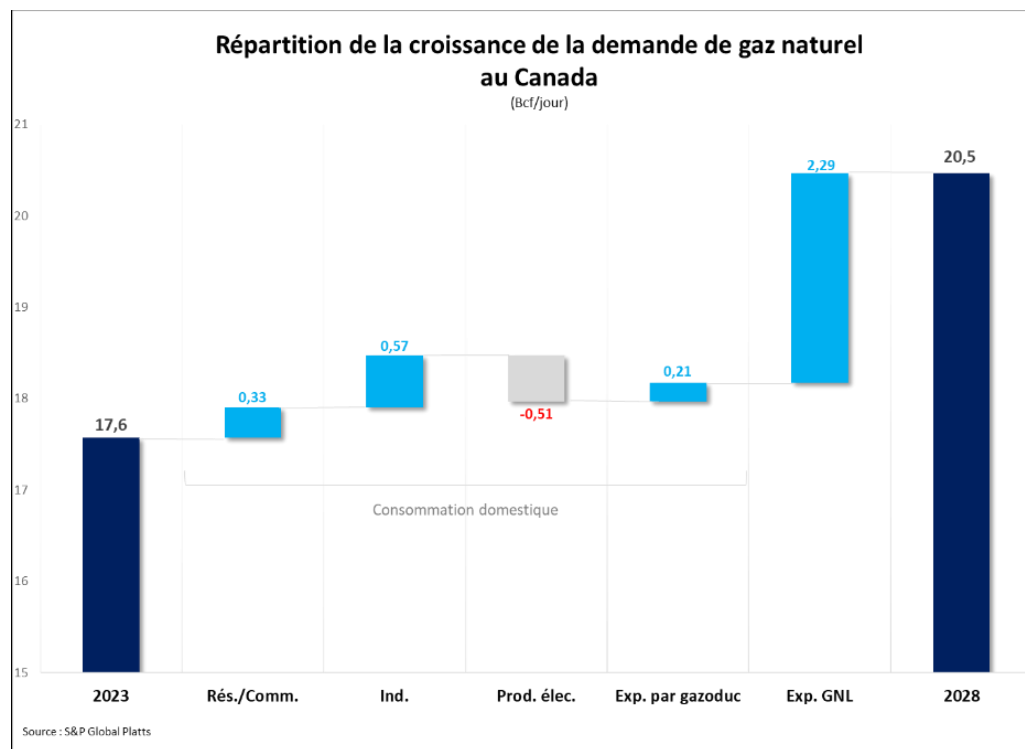


10 En 2025, la production canadienne devrait atteindre les 19,3 Bcf/jour en moyenne, soit
 11 une augmentation de 8,1 % par rapport au niveau moyen de 2023.

12 Du côté de la demande canadienne de gaz naturel, on note une augmentation de la
 13 consommation industrielle qui serait compensée par une baisse de la demande de gaz
 14 naturel pour la production électrique. Avec une demande des secteurs *résidentiel* et

1 *commercial* et des exportations nettes par gazoduc relativement stables, l'augmentation
 2 de la demande à compter de 2024 s'appuie essentiellement sur la demande à des fins de
 3 liquéfaction et d'exportations.

Graphique 7

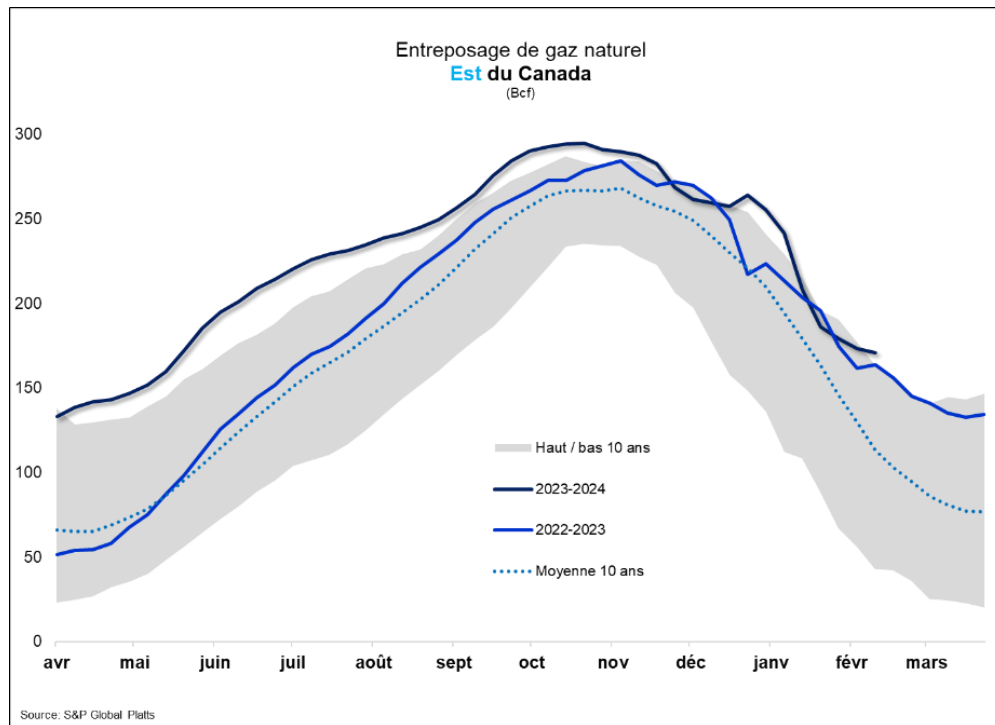


Entreposage de gaz naturel

4 Après les niveaux élevés enregistrés à la fin de l'hiver 2022-2023, les entreposages de
 5 gaz naturel dans l'Est du Canada ont évolué au-dessus des maximums historiques pour
 6 une bonne partie de l'année 2023 et de l'hiver 2023-2024. À la mi-février 2024, les
 7 entreposages atteignaient un total de 170,8 Bcf, soit un niveau supérieur aux maximums
 8 enregistrés au cours des 10 dernières années.

9 À l'instar des entreposages aux États-Unis, les entreposages dans l'Est canadien sont à
 10 des niveaux très élevés et le demeureront pour une bonne partie de 2024. Cette
 11 perspective laisse présager un assouplissement des prix à terme pour le reste de l'année
 12 et pour l'hiver 2024-2025.

Graphique 8



1 Même si les prix du gaz naturel dans l'Est canadien sont largement tributaires du contexte
 2 gazier aux États-Unis, il demeure qu'un niveau élevé des entreposages contribue à
 3 rassurer les marchés sur la capacité du marché de l'Est canadien à faire face à une
 4 demande plus forte ou plus volatile. Ainsi, une perspective de niveaux élevés des
 5 entreposages dans l'Est canadien se reflète sur les prix à terme, mais également sur les
 6 écarts de prix entre les carrefours à Dawn et à Henry Hub.

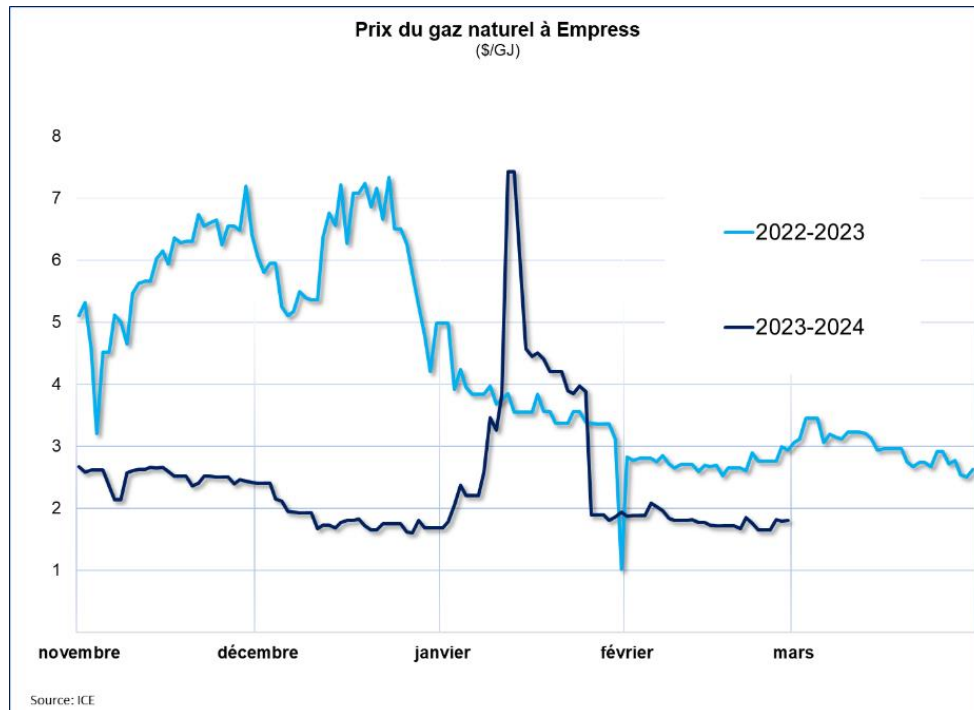
1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada

7 Les graphiques 9, 10 et 11 présentent les prix à Empress et à Dawn ainsi que le différentiel
 8 de prix pour l'hiver 2023-2024, de même que pour l'hiver 2022-2023.

9 L'évolution des prix canadiens du gaz naturel reflète le contexte gazier en Amérique. Dans
 10 l'Ouest, l'évolution des prix du gaz naturel a été largement influencée par le contexte
 11 continental, mais également par de plus grandes capacités de transport sur le réseau
 12 albertain qui ont contribué à réduire la volatilité des prix dans l'Ouest par rapport à ceux
 13 dans l'Est du Canada et ceux des autres principaux carrefours aux États-Unis.

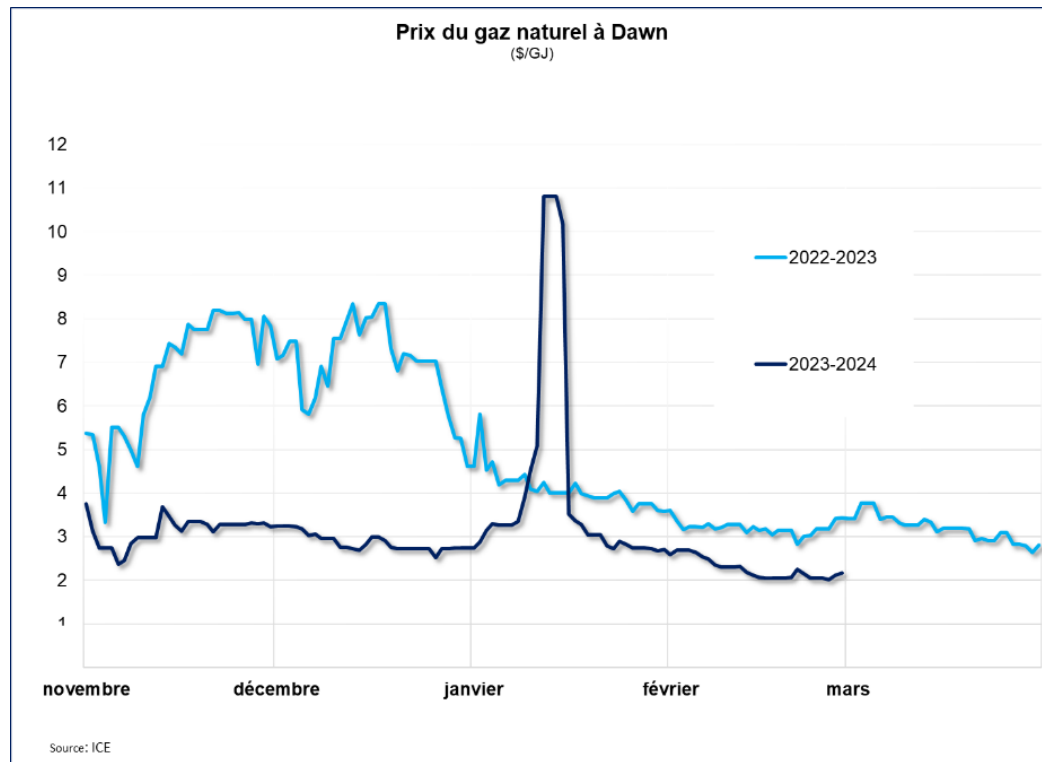
1 À Empress, le prix du gaz naturel a oscillé entre 1,50 \$/GJ et 3,00 \$/GJ jusqu'à l'arrivée
2 d'un vortex polaire ayant frappé l'Ouest canadien et le centre des États-Unis à la
3 mi-janvier. Pour l'ensemble de l'hiver 2023-2024, le prix moyen du gaz naturel à Empress
4 devrait se situer près des 2,50 \$/GJ, comparativement à 4,26 \$/GJ pour l'hiver 2022-2023.

Graphique 9



5 À Dawn, le prix du gaz naturel a oscillé sous la barre des 4,00 \$/GJ jusqu'à la
6 mi-janvier 2024. Pour l'ensemble de l'hiver 2023-2024, le prix moyen du gaz naturel à
7 Dawn devrait se situer près des 3,15 \$/GJ, comparativement à 4,90 \$/GJ pour l'hiver
8 2022-2023.

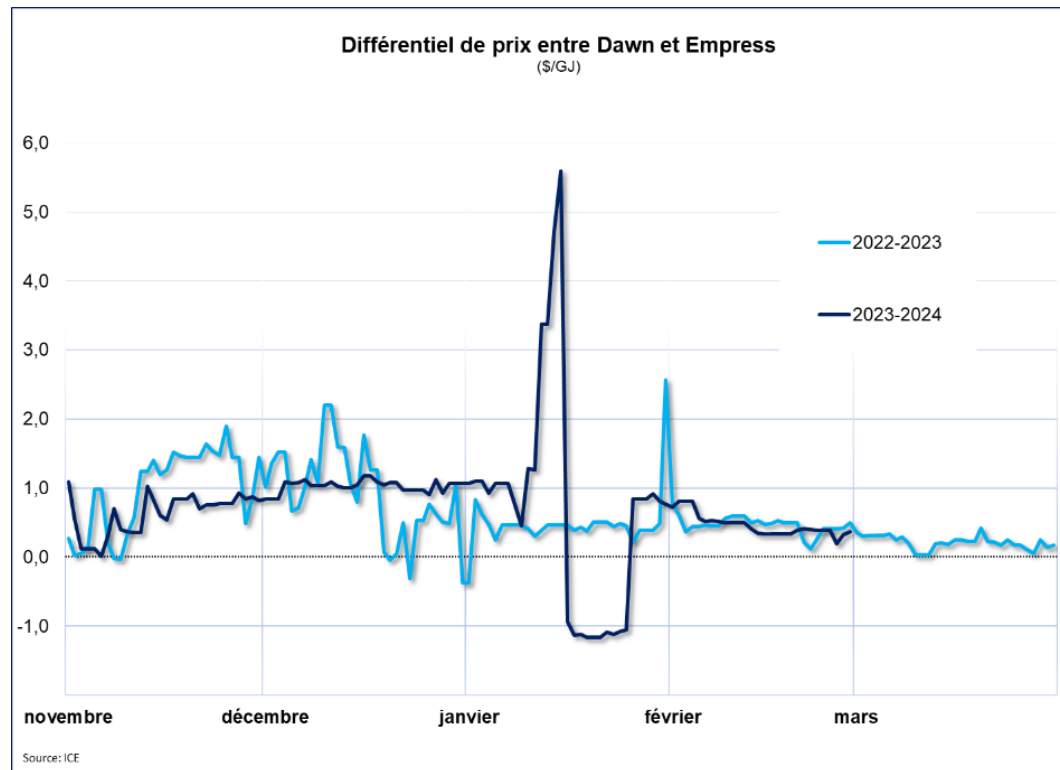
Graphique 10



1 Pour l'ensemble de l'hiver 2023-2024, le différentiel de prix entre Empress et Dawn devrait
2 s'établir aux alentours de 0,72 \$/GJ, en hausse de 17 % par rapport à la même période
3 l'an 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
6 gazier en Alberta. Avec les températures des premiers mois de 2023, la demande de gaz
7 naturel s'est avérée plus faible un peu partout sur les principaux marchés d'exportation
8 du gaz naturel canadien. Ce contexte climatique, conjugué à une augmentation des
9 capacités de transport en Alberta, a contribué à éviter d'importantes congestions du
10 réseau en amont du carrefour à Empress.

Graphique 11



1 Sur un réseau parfois saturé, les prix de l'Ouest canadien évoluent avec une volatilité plus
 2 grande ou comparable à celle des principaux carrefours de prix sur le continent, dont celui
 3 à Dawn. À la fin de février 2024, le différentiel de prix entre Dawn et Empress se maintenait
 4 sous les 0,40 \$/GJ en moyenne.

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

5 Les prix du gaz naturel demeureront toujours largement tributaires de l'évolution des
 6 températures et de ses effets sur la demande. La production, les capacités de transport
 7 entre les lieux de production et de consommation ainsi que les entreposages s'ajoutent
 8 également parmi les facteurs qui influencent la trajectoire des prix.

9 Comme au sortir de l'hiver 2022-2023, le contexte gazier nord-américain actuel demeure
 10 largement favorable à des prix du gaz naturel relativement faibles. Un entreposage à des
 11 niveaux presque records et une production qui, malgré sa lente croissance, se situe à des
 12 niveaux de plus en plus confortables pour satisfaire l'importante consommation

1 domestique et celle des liquéfacteurs et exportateurs de GNL, maintiennent les prix
2 actuels à des niveaux planchers.

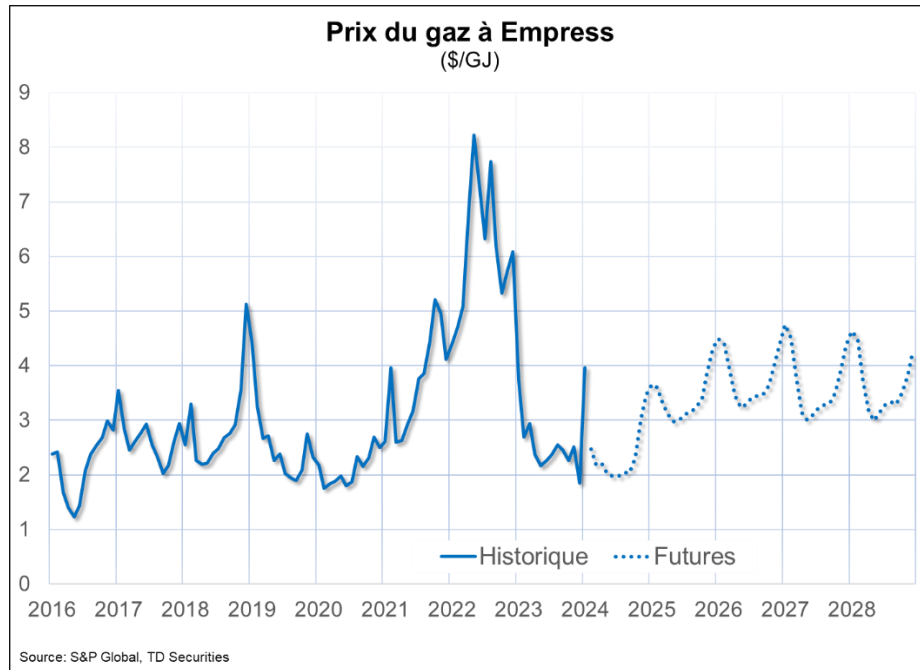
3 D'ici la fin de l'été, il faut anticiper une légère hausse des prix à des niveaux plus
4 soutenables pour des producteurs gaziers qui misent toujours sur l'amélioration et le
5 maintien d'une bonne santé financière. Viennent ensuite les températures estivales, qui
6 pourraient avoir pour effet d'accroître la consommation domestique dans le sud des
7 États-Unis et d'élever la pression sur les prix continentaux.

8 En ce qui concerne les exportations américaines de GNL, celles-ci devraient se maintenir
9 entre 13 Bcf/j et 14 Bcf/j – soit la capacité maximale de liquéfaction aux États-Unis –
10 jusqu'au deuxième semestre de 2024. Des projets d'augmentation des capacités de
11 liquéfaction ainsi que de nouveaux liquéfacteurs seront mis en service et pourraient élever
12 les capacités de liquéfaction et d'exportation de 14 Bcf/j à presque 27 Bcf/j d'ici la fin de
13 2028. Il demeure difficile de correctement anticiper les impacts sur les prix
14 nord-américains de cette élévation des capacités d'exportations de GNL. D'une part, cette
15 demande additionnelle sera accompagnée d'une hausse de la production dans les régions
16 à proximité de ces liquéfacteurs. D'autre part, les carrefours de prix du Nord-Est pourraient
17 bénéficier de leur proximité avec les bassins de production des Appalaches.

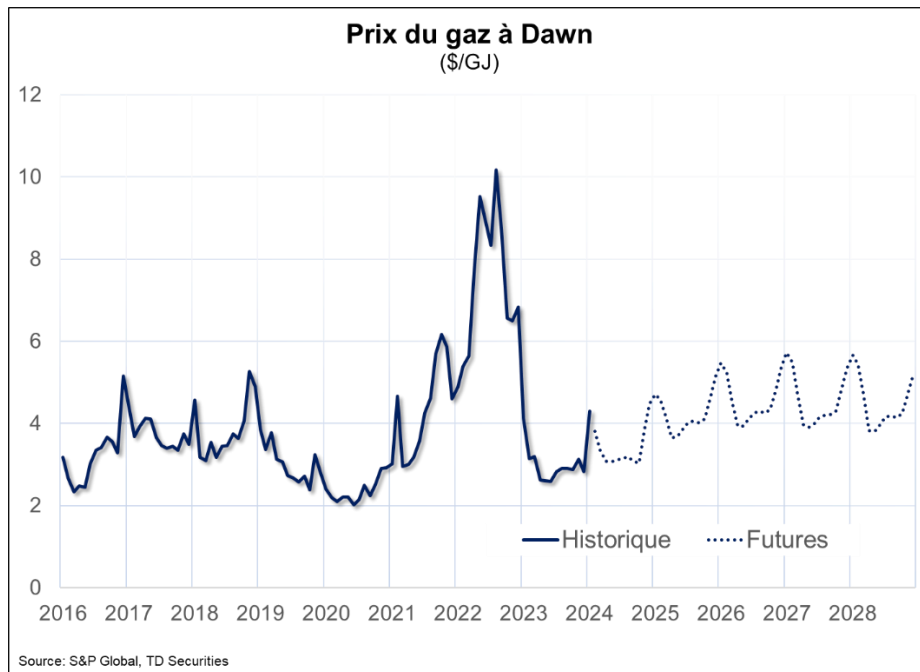
18 À moyen terme, l'EIA prévoit une remontée des prix du gaz naturel à Henry Hub vers une
19 moyenne annuelle de 2,95 \$US/MMBtu en 2025 contre une moyenne de
20 2,65 \$US/MMBtu en 2024. Étant donné le faible écart et la forte corrélation entre le prix à
21 Henry Hub et celui à Dawn, cette perspective de prix peut aisément se transposer aux
22 autres principaux carrefours de prix en Amérique du Nord, dont celui à Dawn.

23 Les graphiques suivants présentent la moyenne mensuelle des prix du gaz naturel à
24 Empress et à Dawn, ainsi que les prix *Futures* au 16 janvier 2024.

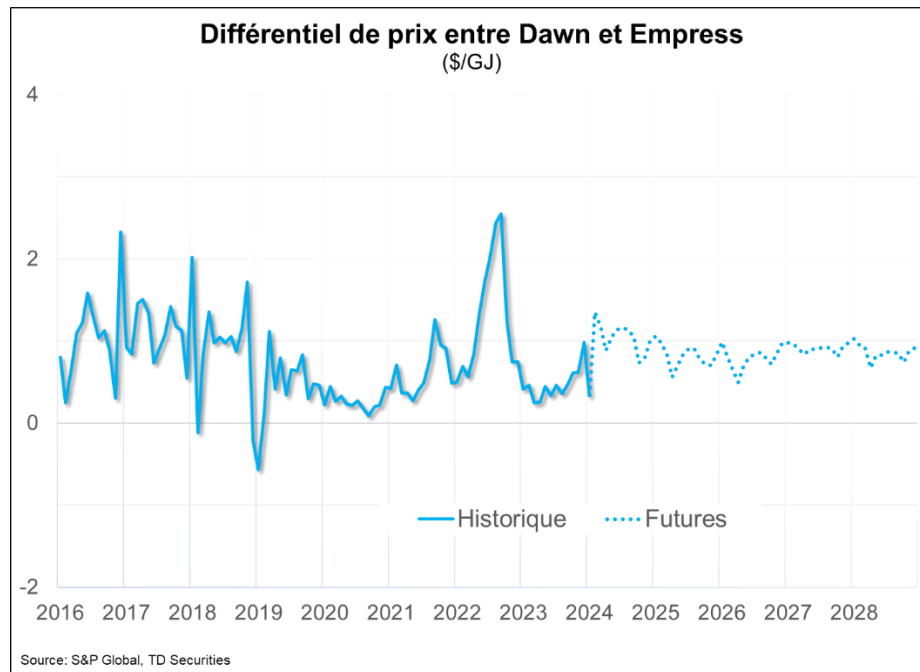
Graphique 12



Graphique 13



Graphique 14



1 Les prix à terme à Empress et à Dawn se situent au-dessus des moyennes historiques de
 2 4,12 \$/GJ et 4,91 \$/GJ des prix observés au cours des trois dernières années. Quant au
 3 différentiel de prix entre Empress et Dawn, il fluctue autour de 0,87 \$/GJ sur la période de
 4 2024 à 2028.

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

5 La présente section fait suite à la demande¹ 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.

¹ 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 C'est sur la base de ces données publiques que nous proposons d'illustrer les tendances sur le
8 marché des GSR en présentant, dans un premier temps, les données les plus récentes à l'égard
9 de la production de GNR au Canada et aux États-Unis.

10 Dans un deuxième temps, nous traiterons de la valeur potentielle des GSR selon l'évolution de
11 la 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. De plus en plus d'utilités et de
19 juridictions ont des objectifs d'injection de GNR dans leur réseau pouvant aller jusqu'à
20 20 % à l'horizon 2030 et interviennent sur les marchés pour sécuriser les volumes
21 nécessaires, voire à s'engager dans la production.

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

1 Bien que les capacités de production soient en augmentation, celles-ci peinent à satisfaire
2 une demande encadrée par des cibles ou des exigences de plus en plus contraignantes.
3 Pour arrimer l'offre et la demande, de généreux programmes offrent un prix élevé pour
4 stimuler la production et attirer les volumes de biogaz ou de GSR.

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

1.2.2 Production de GNR

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

13 La capacité de production de GNR en Amérique du Nord a crû de façon importante depuis
14 2017. De quelque 1 014 Mm³ en 2017, elle représente environ 4 249 Mm³ en 2023⁵. Les
15 sources d'intrants à la base de la production de GNR ont aussi évolué de façon importante.
16 Alors que la contribution des sites d'enfouissement représentait 96 % du total des
17 quantités produites, elle représente aujourd'hui environ 74 % du total, avec environ 25 %
18 des volumes de GNR qui proviennent du secteur agricole, de la gestion des eaux usées,
19 des résidus alimentaires ou des résidus de l'industrie forestière.

20 En 2022, la Régie de l'énergie du Canada comptait environ 22 unités de production de
21 GNR produisant un total de 9,0 PJ par année (environ 8,4 Bcf). Près de 17 autres projets
22 de production de GNR sont à l'étape de projet ou en développement, pour un total de
23 9,3 PJ par année.²

24 Aux États-Unis, l'on comptait en 2022 quelque 254 sites produisant annuellement près de
25 91 millions de MMBtu (soit l'équivalent de 80,4 Bcf) de GNR. Une hausse du nombre des

² <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 installations et du volume de production de 44 % et 23 % respectivement par rapport à
2 2021.³

3 Cette évolution illustre le potentiel de production associé à ce secteur d'activité, mais
4 témoigne également de l'influence de la valeur des crédits sur certains types de
5 production, dont celles du secteur agricole. Dans le domaine du transport, la valorisation
6 accordée par les programmes du type *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) dépend de
7 l'intensité carbone (IC) du carburant et de la valeur du crédit en lui-même. Or, ces
8 programmes accordent une très faible IC aux installations du secteur de la production
9 agricole, aux fermes laitières notamment. Collectivement, les différentes valorisations se
10 veulent de puissants incitatifs à la production de GSR et influencent donc ensuite la valeur
11 et les prix du GSR sur le marché.

12 D'importants incitatifs s'ajoutent, notamment, les aides financières découlant de l'*Inflation*
13 *Reduction Act* (IRA) des États-Unis. Des crédits de taxe à la production sont prévus pour
14 de nouveaux sites d'enfouissement et de production de biomasse destinée à la production
15 électrique. S'ajoutent des crédits à l'investissement pour l'amélioration des procédés de
16 production de biogaz ainsi qu'un crédit de taxe pour la production d'hydrogène à base de
17 biogaz.⁴

18 Concernant l'hydrogène, on estime qu'environ 10 millions de tonnes métriques sont
19 actuellement produites aux États-Unis, essentiellement de l'hydrogène gris produit avec
20 du gaz naturel. En octobre 2023, l'administration fédérale américaine annonçait que sept
21 carrefours régionaux de production d'hydrogène se partageraient les quelque 7 G\$ du
22 plan bipartisan de financement des infrastructures. À l'horizon 2030, ces carrefours
23 avaient pour objectif de réunir la production annuelle de 3 Mt « d'hydrogène propre », soit
24 le tiers de l'objectif du gouvernement américain pour 2030.⁵

25 En parallèle, plusieurs distributeurs gaziers sont à analyser la capacité de leur réseau
26 gazier d'accueillir des volumes d'hydrogène. Certains ont proposé des cibles d'injections
27 d'ici quelques années. Des producteurs électriques ont aussi, pour leur part, annoncé soit

³ [The Coalition for Renewable Natural Gas, Using RNG to meet voluntary GHG targets, mai 2023.](#)

⁴ IEA, *Renewables 2023, Analysis and forecast to 2028*, janvier 2024, p.135.

⁵ [Biden-Harris Administration Announces Regional Clean Hydrogen Hubs to Drive Clean Manufacturing and Jobs | The White House.](#)

1 des projets pilotes d'injection ou la signature de contrats avec des tiers pour la production
2 d'électricité en utilisant une part d'hydrogène. Peu de données agrégées sont disponibles.

1.2.2 Usages et valorisations

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

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

12 Renewable Portfolio Standards (RPS)

13 En vigueur dans 29⁶ États américains à la fin de 2023, les RPS sont des programmes qui
14 exigent que l'électricité distribuée contienne une certaine quantité d'électricité produite à
15 partir de source renouvelable, dont le biogaz ou le GNR. Le gaz naturel étant la principale
16 source de génération électrique aux États-Unis, l'utilisation de GSR représente une
17 opportunité intéressante pour remplir les objectifs renouvelables des utilités électriques
18 ou des municipalités.

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

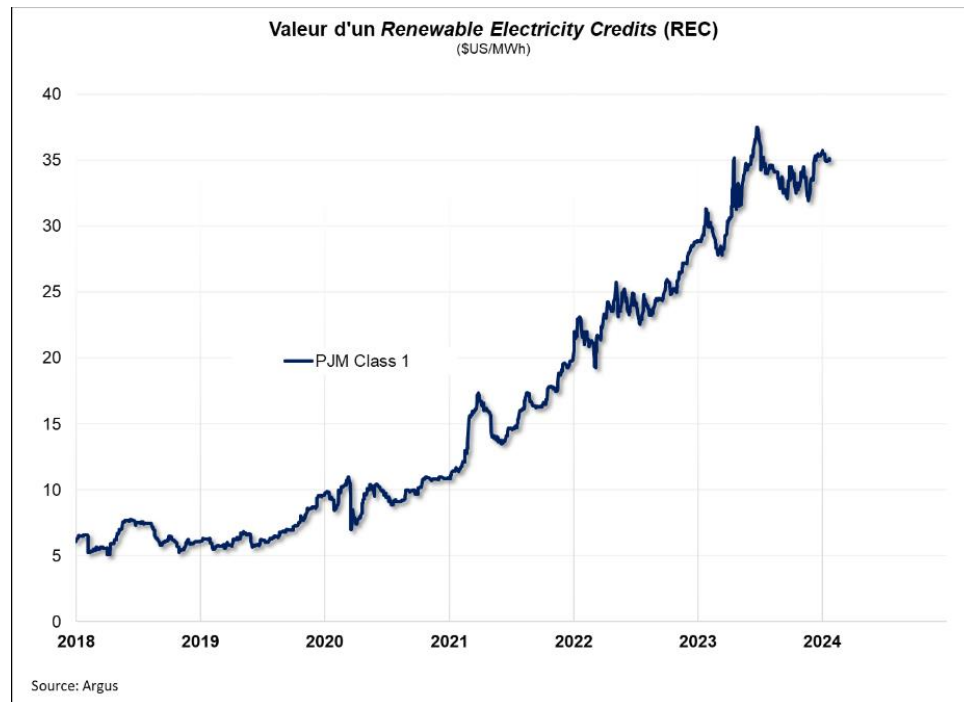
23 Une utilité qui produit davantage d'électricité renouvelable que le niveau exigé peut
24 échanger ou vendre le REC associé à cette production électrique. Le REC devient alors,
25 pour le producteur électrique, un moyen de réduire le coût associé aux exigences du RPS.
26 Les RECs sont donc une unité d'énergie renouvelable (1 REC étant égal à 1 MWh

⁶ 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/summary-maps).

1 d'énergie renouvelable) dont la valeur est obtenue sur les marchés. Cette valeur diffère
2 d'une juridiction à l'autre selon les objectifs et la disponibilité de la ressource.

3 Depuis 2018, la valeur d'un REC dans la région de la *PJM Interconnection*⁷ a fortement
4 augmenté, pour se situer aujourd'hui autour des 35 \$US/MWh.

Graphique 15



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

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

Renewable Fuel Standard (RFS)

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

⁷ <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.

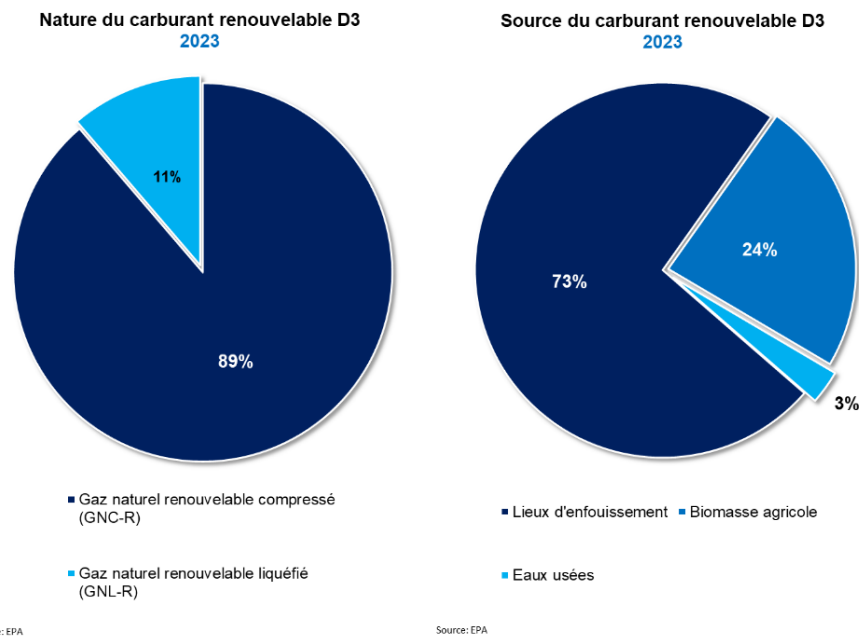
3 Annuellement, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) fixe des volumes requis de
4 différentes catégories de carburants renouvelables, dont celle des carburants
5 cellulosiques, qu'elle souhaite voir mélanger aux carburants conventionnels. Il en découle
6 une obligation pour les producteurs et importateurs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

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

12 En 2023, plus de 700 millions de RIN D3 ont été émis, un niveau équivalant à une
13 production d'environ 54 Bcf.⁸ Près des trois quarts (73 %) de ces RIN D3 ont été générés
14 par le biogaz ou le GNR provenant des sites d'enfouissement. Dans une proportion de
15 89 %, ces gaz destinés au transport sont constitués de gaz naturel comprimé et le reste,
16 de gaz naturel liquéfié.

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

Graphiques 16 et 17



1 En décembre 2022, l'EPA proposait un important relèvement des volumes cibles de
 2 biocarburants celluloseux en raison de la mise en place de modalités permettant aux
 3 volumes de biogaz ou de GNR destinés à la production électrique d'alimenter les
 4 véhicules de transport légers et de générer des RINs et des eRINs. Selon ces
 5 propositions, le volume visé de carburants celluloseux, donc de RIN D3, serait multiplié
 6 par trois (x 3) à l'horizon 2025. En juin 2023, l'EPA suspendait temporairement sa
 7 proposition de eRINs, mais révisait tout de même à la hausse les volumes finaux requis
 8 de carburants, dont le volume des carburants celluloseux auxquels appartient le GNR.

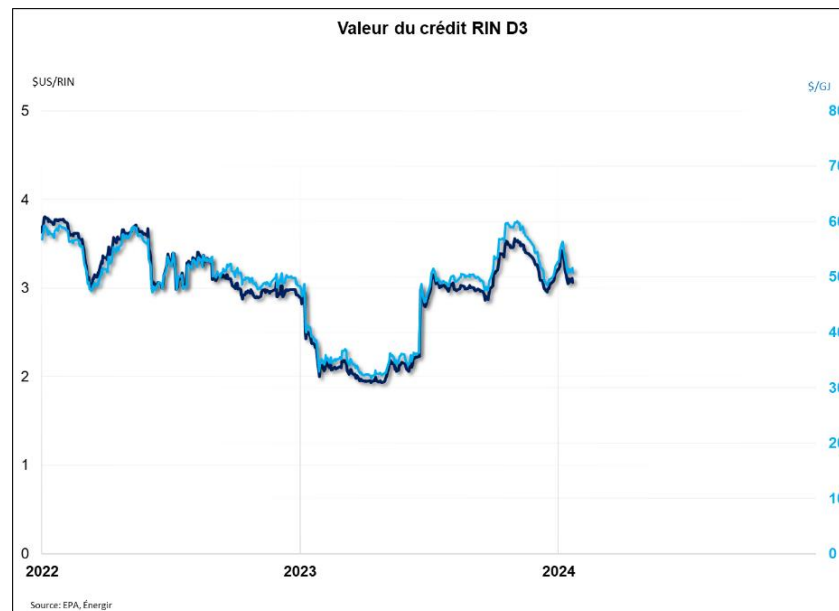
Tableau 1

RINs de biocarburants celluloseux (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 Même en l'absence de eRINs, l'EPA établissait le volume de RINs celluloseux à quelque
 2 1 376 millions de RIN (l'équivalent d'environ 106 Bcf) pour 2025, soit plus du double du
 3 volume réel des RINs-D3 émis en 2022. Face à ces exigences de l'EPA, la valeur du
 4 RIN D3 s'est élevée et devrait conserver une évolution à l'intérieur d'une fourchette de
 5 prix de 45 \$/GJ à 60 \$/GJ.

Graphique 18



1 Dans l'hypothèse d'un éventuel dépôt de nouvelles propositions concernant le volet des
2 crédits RFS pour véhicule électrique (eRINs), il est à prévoir que les volumes de
3 biocarburant à base de GNR seront en forte croissance. Une demande additionnelle qui
4 pourrait élever encore davantage la valeur du crédit D3 pour ainsi stimuler la production.

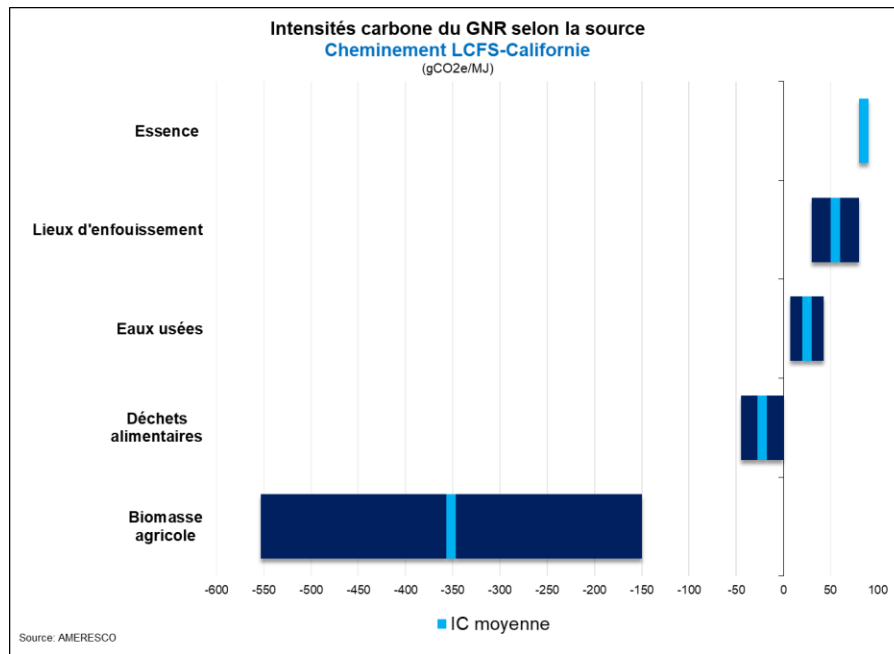
Low Carbon Fuel Standards (LCFS)

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

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

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

Graphique 19

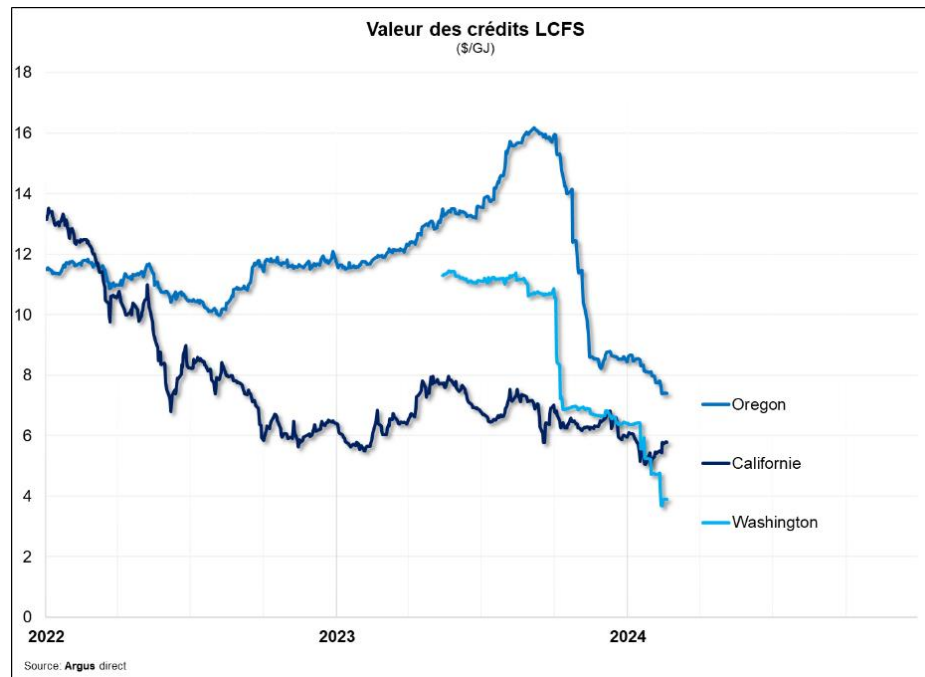


1 Pour le GNR produit à partir de biomasse agricole, l'IC se situe en moyenne à
 2 environ -350 gCO₂e/MJ contre une moyenne de près de +50 gCO₂e/MJ. Un écart énorme
 3 qui entraîne des écarts tout aussi énormes dans le nombre de crédits LCFS émis et la
 4 valorisation du carburant à faible IC.

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

9 Le graphique suivant montre l'évolution de la valeur des crédits LCFS dans trois États de
 10 l'Ouest américain. Dans ces États, le volume des crédits émis est en forte croissance alors
 11 que la production et la consommation de carburants croissent moins rapidement. La
 12 surabondance de crédits par rapport aux déficits générés par les carburants
 13 conventionnels a engendré une baisse de la valeur des crédits LCFS. Ainsi, le succès de
 14 ces programmes a permis de réduire significativement les émissions dans le secteur des
 15 transports.

Graphique 20

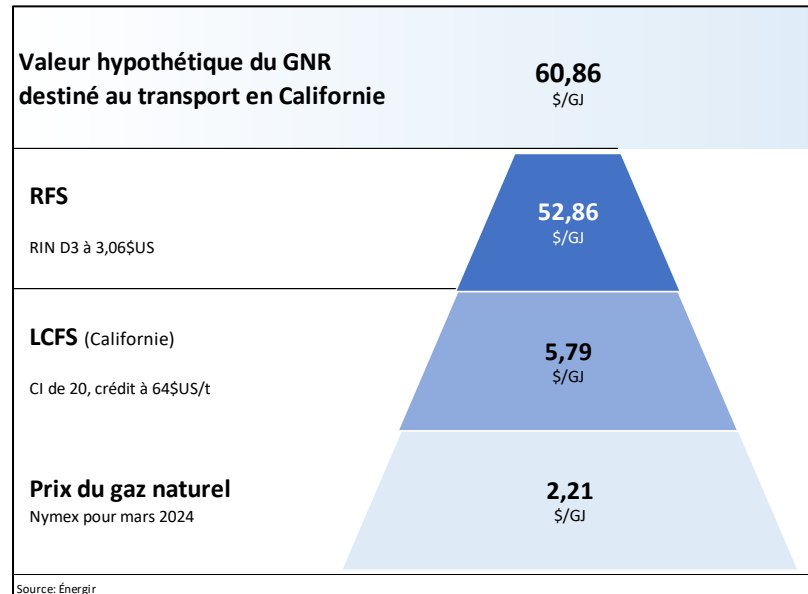


1 Mais face à la baisse de la valeur de leurs crédits, les États – notamment la Californie –
2 ont annoncé une révision de leur programme avec l'objectif d'y apporter des modifications
3 incluant un durcissement des cibles de réduction des GES à l'horizon 2045. En Californie,
4 la plus récente proposition de modifications contient un mécanisme automatique
5 d'accélération de la cible de réduction de GES ainsi qu'un durcissement de certaines
6 modalités associées aux projets de production de GNR à compter de 2030. Ceci a amené
7 certaines productions de GNR à se diriger vers d'autres juridictions ou d'autres usages.
8 Ces éventuels changements devraient se traduire par un relèvement de la valeur du crédit
9 LCFS en Californie.

10 La valeur actuelle des crédits LCFS se situe entre 35 \$US/t et 80 \$US/t et se traduit par
11 des valorisations du GNR entre 3,50 \$/GJ et 7,50 \$/GJ pour une production ayant une IC
12 de 20 gCO₂e/MJ. Rappelons que cette valorisation issue du LCFS californien, ainsi que
13 celle des autres États, s'additionne à celle du RFS (RIN D3) lorsque le GNR se destine
14 au secteur du transport, et ce, quelle que soit sa provenance sur le continent. Selon les
15 données actuelles, on obtient une valorisation totale qui peut atteindre les 60 \$/GJ pour
16 un projet ayant une IC de 20 gCO₂e/MJ et dont le GNR est livré en Californie. Avec une

1 IC de -300 gCO₂e/MJ, cette valorisation peut être largement supérieure et avoisiner les
2 90 \$/GJ.

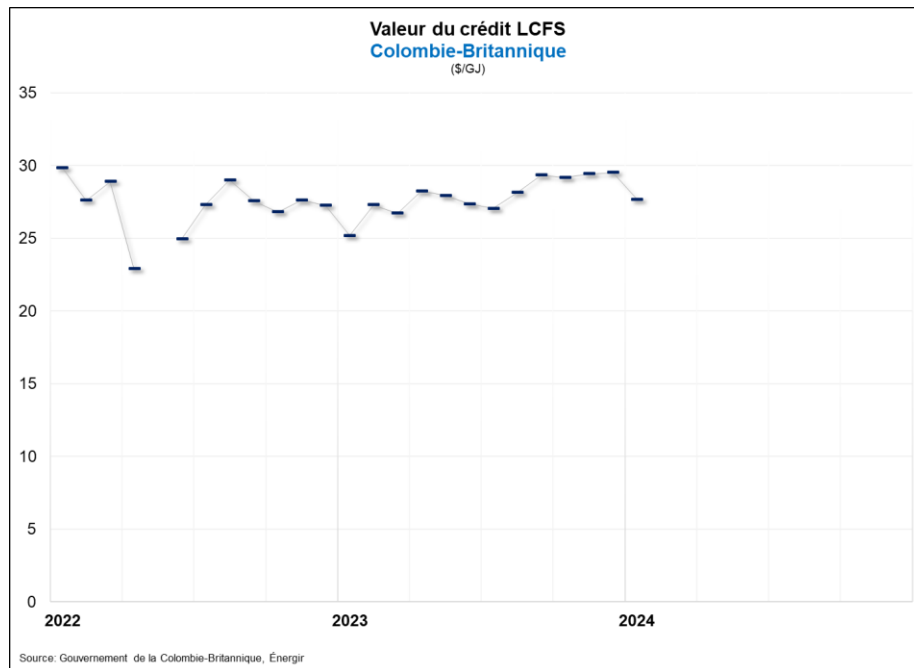
Tableau 2



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

9 En Colombie-Britannique, la valorisation qui découle des modalités du programme et des
10 interactions de marché se traduit par un crédit dont la valeur oscille entre 400 \$/t et 500 \$/t,
11 soit environ 25 \$/GJ à 30 \$/GJ pour un projet ayant une IC de 20 gCO₂e/MJ.

Graphique 21



1 Le GNR destiné à un usage au Canada peut également bénéficier des unités de
2 conformité dans la classe des combustibles gazeux, conformément à la NCP, à titre de
3 fournisseur de carburant à faible IC.⁹ Si le GNR se destine au secteur du transport, il peut
4 donc s'ajouter à la valorisation offerte par le LCFS en Colombie-Britannique.

5 Au niveau continental, il existe donc plusieurs juridictions et programmes dans le secteur
6 du transport qui auront pour effet de stimuler la production de biogaz et de GSR et l'offre
7 de la ressource vers l'un ou l'autre des territoires. Pour le moment, certaines contraintes
8 structurelles empêchent une parfaite fluidité du GNR entre les juridictions. On devrait
9 toutefois observer un certain mouvement des volumes de GNR en réaction aux
10 modifications réglementaires qui seront apportées ainsi qu'à l'entrée en vigueur du
11 *Règlement sur les combustibles propres (RCP)*. S'ajoute également une demande accrue
12 des autres secteurs d'activités, notamment celui des distributeurs gaziers.

⁹ [Norme sur les combustibles propres : document d'information technique - Canada.ca](#).

Demande des distributeurs gaziers

1 Alors qu'au cours des dernières années, le GNR était accaparé par le marché du
2 transport, de nombreuses utilités gazières ont récemment déployé des stratégies pour en
3 faire l'acquisition, la production, l'injection ou la vente. C'est ainsi qu'entre 2022 et 2023,
4 une vingtaine d'utilités gazières de différents États ont fait approuver par les régulateurs
5 énergétiques des programmes d'achat volontaire de GNR et/ou de programmes hybrides
6 permettant l'achat de crédits compensatoires. À l'échelle de l'Amérique du Nord, on
7 retrouve donc plus d'une trentaine d'utilités gazières qui cherchent à faire l'acquisition de
8 GNR afin de répondre à des besoins de leur clientèle. Évidemment, ces programmes sont
9 encore récents, mais la demande devrait augmenter au fur et à mesure que leur
10 déploiement évolue, sans compter qu'environ une dizaine d'utilités précurseurs dans
11 l'acquisition de GNR sont aujourd'hui dotées de cibles d'injection dans leur réseau. Ces
12 précurseurs représenteront le principal vecteur de croissance d'ici 2030, selon une étude
13 récente de *Boston Consulting Group (BCG)*¹⁰.

14 En considérant les objectifs de ces précurseurs, leur demande à l'horizon 2030 pourrait
15 représenter 262 Bcf, soit trois fois la demande totale de 2023, laquelle était presque
16 exclusivement dirigée vers le transport routier. Évidemment, cette demande devrait aussi
17 croître avec les programmes d'achats volontaires des utilités ainsi que par des contrats
18 de gré à gré entre entreprises et producteurs de GNR. En effet, certaines entreprises
19 contractent de plus en plus afin de sécuriser des approvisionnements en GNR et aspirer
20 à réduire leur GES.

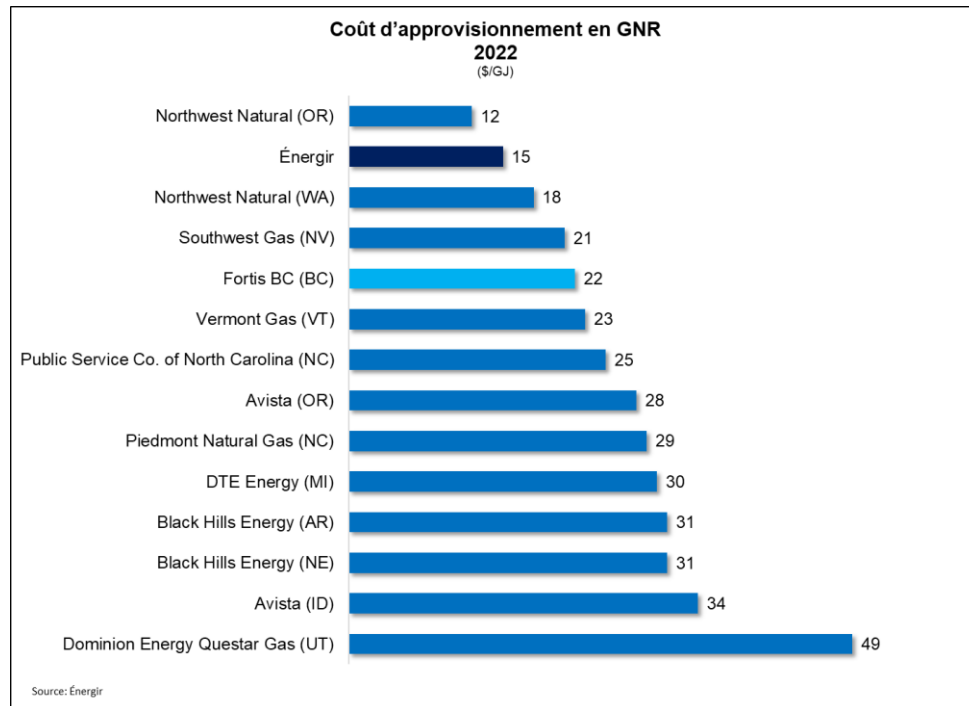
21 À titre d'exemple, Vanguard a conclu une entente avec AstraZeneca pour une livraison
22 de GNR de 0,6 Bcf d'ici 2026 afin de participer aux ambitions nettes zéro de l'entreprise¹¹.

23 Alors que la valorisation dans le secteur du transport est tributaire des réglementations en
24 vigueur, les utilités gazières et les entreprises à la recherche de GNR cherchent à
25 minimiser leurs coûts d'approvisionnement. Le marché n'étant pas mature, les
26 transactions s'effectuent selon des contrats de gré à gré et sont généralement prévues
27 sur des périodes de moyen à long terme. Selon l'intégration de l'entreprise, son accès à
28 des marchés, les contraintes des programmes approuvés d'achat volontaire et l'ampleur

¹⁰ <https://web-assets.bcg.com/14/3a/46fb25224f599e5c2908f1b9edb7/us-rng-article-v16>.

¹¹ <https://www.wastedive.com/news/vanguard-astrazeneca-renewable-natural-gas-rng-offtake-agreement/652946/>.

1 de ces besoins, on retrouve une grande variété de coûts d’approvisionnement. Comme
2 l’illustre le graphique suivant, les coûts d’approvisionnement en GNR d’Énergir pour 2022
3 se comparaient avantageusement vis-à-vis des autres distributeurs gaziers pouvant
4 vendre du GNR à leur clientèle.

Graphique 22 ¹²

¹² Sélection de distributeurs ayant des programmes volontaires et ayant publié des informations concernant leur approvisionnement en GNR.

Tableau 3 : Distributeurs gaziers nord-américains ayant des programmes d'achat volontaire de GNR

UTILITÉ	PAYS	ÉTATS/ PROV.	ANNÉE APPROUVÉE	CLIENTS (000)	LIVRAISONS (Bcf)	CIBLE GNR HORIZON 2030	
						(%)	(Bcf)
FortisBC	CAN	BC	2010	1 073	210,2	15%	31,5
Vermont Gas (Énergir)	US	VT	2017	55	11,3	20%	2,3
Énergir	CAN	QC	2019	212	220,6	10%	22,1
Georgia Natural Gas (Southern Co)	US	GA	2019	1 650	161,9		
Summit Gas	US	ME	2019	6	0,9		
Dominion Energy Questar Gas	US	UT	2019	1 125	125,9		
Enbridge	CAN	ON	2020	3 812	910,5	4%	36,4
Gazifère	CAN	QC	2020	44	7,0	10%	0,7
SoCalGas	US	CA	2020	5 898	309,2	20%	61,8
San Diego Gas & Electric	US	CA	2020	908	46,1	12%	5,6
DTE Energy	US	MI	2020	1 316	189,8		
Northwest Natural (NWN)	US	OR	2020	694	64,3	10%	6,4
Nicor Gas (Southern Co)	US	IL	2021	2 240	366,2		
Avista	US	WA	2021	176	22,1		
Puget Sound Energy (PSE)	US	WA	2021	870	102,6		
Black Hills Energy	US	CO	2022	204	25,2	8%	2,3
Avista	US	ID	2022	92	9,7		
Northern Indiana Public Service Company	US	IN	2022	852	109,8		
Black Hills Energy	US	KS	2022	116	17,7		
Piedmont Natural Gas (Duke Energy)	US	NC	2022	799	76,8		
Public Service Co. of NC (Dominion)	US	NC	2022	627	45,8		
Southwest Gas	US	NV	2022	807	62,5		
Avista	US	OR	2022	105	9,1		
Atmos	US	TN	2022	158	14,9		
Northwest Natural (NWN)	US	WA	2022	95	8,1	10%	0,8
Black Hills Energy	US	AR	2023	180	18,7		
Atmos	US	KS	2023	139	14,9		
Black Hills Energy	US	NE	2023	293	36,2		
Oklahoma Natural Gas Co.	US	OK	2023	915	88,9		
Columbia Gas (NiSource)	US	PA	2023	445	56,7		
Piedmont Natural Gas (Duke Energy)	US	SC	2023	161	13,6		
Piedmont Natural Gas (Duke Energy)	US	TN	2023	199	26,0		
Columbia Gas (NiSource)	US	VA	2023	287	32,5		
Black Hills Energy	US	WY	2023	132	17,8		
Pacific Gas and Electric	US	CA	N/A	4 536	301,5	12%	36,2
Boston Gas (National Grid)	US	MA	N/A	949	125,8	10%	12,6
Keyspan Energy (National Grid)	US	NY	N/A	624	98,8	10%	9,9
Niagara Mohawk (National Grid)	US	NY	N/A	636	85,0	10%	8,5
Total				33 484	5 934		259

1 Comme présenté précédemment, le marché du transport a été le principal vecteur de
2 développement du marché du GNR en Amérique du Nord, notamment par la
3 réglementation mise en place en Californie et au niveau fédéral. Bien que cette
4 réglementation devrait toujours favoriser le développement du GNR, cet accroissement
5 devrait être relativement modéré à l'horizon 2030.

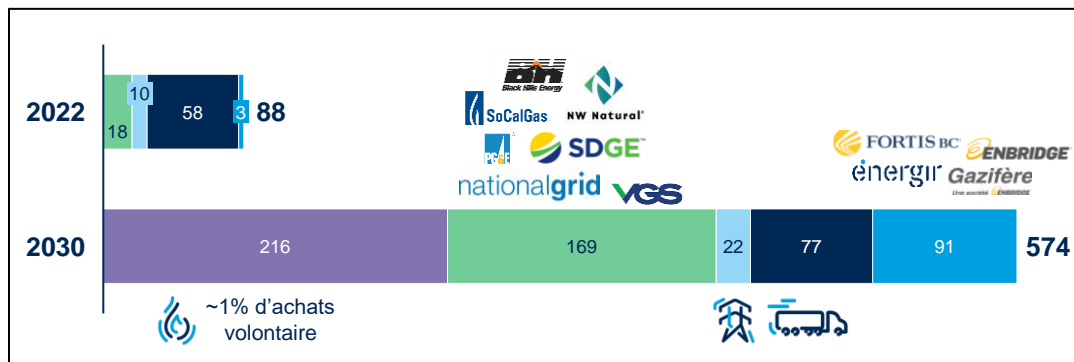
6 À l'échelle du Canada, la réglementation n'était pas suffisante pour promouvoir l'utilisation
7 de GNR ou même de gaz naturel comprimé (GNC) dans les véhicules pour en favoriser
8 l'essor. La mise en place de la RCP devrait favoriser davantage son développement, mais
9 les alternatives à faible empreinte carbone et la concurrence avec l'injection dans les
10 réseaux gaziers jusqu'à concurrence de 10 % des unités de conformité pourrait limiter un
11 développement aussi important qu'aux États-Unis.

12 Par ailleurs, la génération électrique renouvelable américaine est en plein essor, l'année
13 2023 ayant représenté le record d'investissement dans la production d'énergie éolienne
14 et solaire. Bien que l'IRA favorise la génération électrique à partir de GNR, les subventions
15 peuvent représenter jusqu'à 9 \$US/MMBtu, un montant tout de même inférieur à la
16 valorisation offerte dans le transport via la RFS notamment. Plusieurs nouveaux projets
17 de génération électrique à partir de GNR pourraient voir le jour, mais ils représenteront
18 alors des opportunités trop coûteuses à raccorder au réseau gazier ou n'auront pas accès
19 à un marché du transport suffisant. Néanmoins, la production électrique au GNR pourrait
20 tout de même doubler d'ici 2030.

21 Enfin, les cibles d'injection, les programmes d'achat volontaire et les achats directs de gré
22 à gré entre entreprises représenteront les plus importants vecteurs de croissance de la
23 demande. Avec des cibles d'injection allant de 8 % à 20 % d'ici 2030, la demande des
24 utilités précurseurs représentera au Canada et aux États-Unis 91 Bcf et 169 Bcf
25 respectivement. Les programmes d'achats volontaires cibleront des marchés
26 représentant environ 15 % de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord,
27 notamment le secteur des bâtiments, le secteur industriel ainsi que de nombreuses
28 entreprises qui ont des objectifs de réduction de GES à l'horizon 2030. En supposant 1 %
29 de la demande volontaire pour les autres utilités américaines, cela représenterait encore
30 plus de 200 Bcf. En combinant ces facteurs d'accroissement de la demande, la

1 consommation de GNR pourrait être multipliée par six, passant de 58 Bcf en 2022 à près
2 de 575 Bcf en 2030.

Graphique 23
Prévision de demande de GNR par marché aux États-Unis,
incluant les distributeurs canadiens (Bcf)



1.3 EN RÉSUMÉ

3 Confronté à des enjeux qui lui sont propres, le marché gazier nord-américain bénéficie d'une
4 infrastructure unique qui lui permet encore aujourd'hui d'offrir un gaz naturel à des prix compétitifs
5 et nettement moins volatils qu'ailleurs dans le monde.

6 Affecté par des températures au-dessus des normales, le marché du gaz naturel a enregistré en
7 2023 des prix qui n'avaient pas été enregistrés depuis plusieurs années. Au début de 2024, des
8 températures encore au-dessus des normales ont fait chuter les prix vers des minimums
9 historiques et ont permis aux entreposages de surpasser des records aux États-Unis et même au
10 Canada.

11 Face à des prix faibles, la production de gaz naturel en Amérique du Nord demeure influencée
12 par la prudence financière des producteurs, mais également par certaines contraintes de
13 transport qui se dessinent entre les grandes régions du continent. La production pourrait quelque
14 peu fléchir au courant de 2024, et ce, jusqu'à l'augmentation prévue des capacités d'exportations
15 dès la fin de 2024.

16 Plus près du marché québécois, la contribution des bassins de production des Appalaches et
17 l'important réseau de transport qui les relie au Midwest et au carrefour à Dawn assurent une
18 sécurité d'approvisionnement offrant des prix compétitifs moins volatils et, dans une certaine

1 mesure, plus isolés des impacts que peuvent avoir les marchés mondiaux sur l'équilibre des prix
2 dans le sud des États-Unis, près des marchés de consommation et d'exportation.

3 Le marché des biogaz et du GSR est en pleine expansion. Les volumes produits sont en hausse
4 et la valeur potentielle des unités augmente également. Il existe de nombreux programmes
5 gouvernementaux qui donnent une valeur au biogaz et au GSR lorsqu'ils sont destinés au
6 transport ou à la production électrique. Ces programmes se superposent parfois ou sont
7 autrement en compétition pour attirer la ressource. S'ajoutent de nombreux distributeurs gaziers
8 qui disposent de programmes d'achat volontaire de GNR et/ou qui se sont dotés de cibles
9 d'injection de GSR dans leur réseau.

10 Les objectifs de décarbonation de ces nombreux programmes pour valoriser ces énergies
11 renouvelables créent un engouement pour la ressource, et une très forte compétition entre ceux
12 qui souhaitent l'acquérir. La consommation de GNR pourrait ainsi être multipliée par six entre
13 2022 et 2030.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2025-2028, incluant la présente vision long terme du contexte gazier.