

**PLAN
D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

VISION LONG TERME DU CONTEXTE GAZIER

HORIZON 2027 - 2030

TABLE DES MATIÈRES

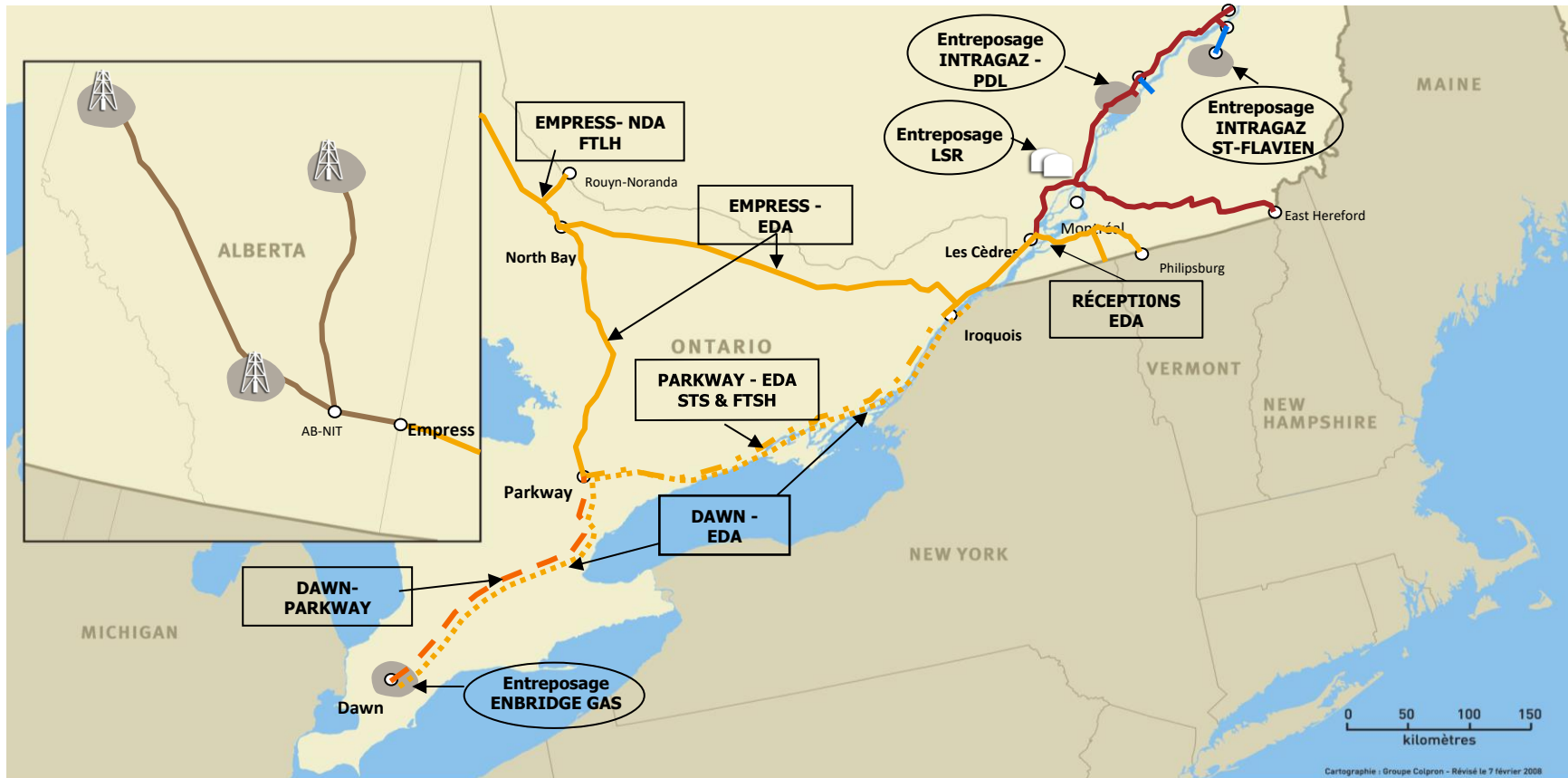
LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES ET CARTE	3
INTRODUCTION.....	6
1 Vision long terme du contexte gazier.....	6
1.1 Le marché gazier au Canada et aux États-Unis.....	7
1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis	7
1.1.2 Contexte gazier au Canada	14
1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada	18
1.1.4 Les attentes à court et à moyen termes à l'égard du prix du gaz naturel	21
1.2 Les tendances sur le marché du gaz de source renouvelable (GSR).....	24
1.2.1 Offre (production) et demande de GSR.....	25
1.2.2 Valorisation du GSR (prix).....	27
1.3 En résumé.....	32
CONCLUSION.....	33

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
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL), propriété de TC Energy. Réseau canadien de collecte et de transport de gaz naturel de plus de 25 000 km, acheminant la grande part du gaz de l’Ouest canadien à travers l’Alberta et la Colombie-Britannique.
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 2026-2027 à 2029-2030 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 2030 s’inscrit dans le contexte suivant :

- 8 • La production de gaz naturel est vouée à continuer d’augmenter en Amérique du Nord
9 afin de satisfaire une demande à la hausse;
- 10 • Comme l’an dernier, l’augmentation des capacités de liquéfaction, tant au Canada qu’aux
11 États-Unis, représente le principal moteur de croissance de la demande de gaz naturel au
12 cours des prochaines années;
- 13 • En 2025, les prix du gaz ont été très faibles à Empress en raison d’un excédent structurel,
14 de stocks élevés et de congestions persistantes, tandis que Dawn a connu une dynamique
15 plus saisonnière, mais avec des pointes extrêmes lors du vortex polaire de janvier 2026.
16 À moyen terme, malgré les investissements en transport, ces contraintes devraient
17 continuer de maintenir des écarts élevés entre les deux points ainsi qu’une certaine
18 volatilité jusqu’à une absorption durable de l’excédent de l’Ouest canadien par de
19 nouvelles capacités d’exportation;
- 20 • À l’horizon 2030, les prix canadiens sont toujours anticipés en légère hausse, mais de
21 manière modérée et stable, l’augmentation de la demande dans les secteurs industriels
22 et du GNL étant équilibrée par la production en croissance;
- 23 • La production nord-américaine de GSR continuera sa croissance, soutenue par une
24 demande robuste dans le transport et une demande croissante de la part des distributeurs
25 gaziers. Pour suivre cette demande en hausse, la production de GSR devrait doubler d’ici

1 2030, ce qui est plausible considérant le potentiel de production des sites
2 d'enfouissements et des projets à base de fumiers/lisiers. Quelques incertitudes persistent
3 quant aux orientations de la nouvelle administration fédérale américaine sur le GNR et les
4 programmes de valorisation dans le secteur des transports.

1.1 LE MARCHÉ GAZIER AU CANADA ET AUX ÉTATS-UNIS

1.1.1 Contexte gazier aux États-Unis

Production

5 La production américaine de gaz naturel atteint de nouveaux sommets entre la fin de 2025
6 et le début de 2026, se situant autour de 109 Bcf/j malgré un début d'hiver plus doux que
7 prévu. Cette robustesse reflète la solidité structurelle de l'offre américaine, portée en
8 grande partie par les gains d'efficacité technologique et par la progression du gaz associé
9 dans le bassin Permien.

10 Le bassin Permien constitue d'ailleurs le moteur principal de la croissance de la production
11 à court terme. La hausse continue des *gas-oil ratios* (GOR), la proximité de l'industrie
12 pétrochimique et des terminaux d'exportations de GNL, combinée à l'augmentation des
13 capacités de transport entre les lieux de production et les lieux de consommation,
14 soutiennent une expansion accélérée. Une croissance d'environ 1,6 Bcf/j en 2026 y est
15 attendue, ce qui en fait l'un des rares bassins en croissance constante dans le contexte
16 général actuel de prix modérés.

17 Du côté du bassin Haynesville, la dynamique est plus attentiste. L'activité y demeure quasi
18 stagnante à court terme, freinée par des prix trop bas pour justifier un déploiement agressif
19 d'appareils de forage. Toutefois, ce ralentissement est temporaire : une reprise soutenue
20 est attendue à l'horizon 2027–2028, lorsque la nouvelle demande liée au GNL et la hausse
21 anticipée des prix viendront réactiver les flux vers les terminaux du Golfe du Mexique.

22 Les bassins des Appalaches (Marcellus/Utica) connaissent aussi une phase de
23 stagnation, largement attribuable aux contraintes persistantes d'infrastructures. Jusqu'en
24 2027, les limites de transport entraîneront des différentiels de prix élevés, notamment
25 durant les épisodes hivernaux où les points de livraison comme Transco Zone 6 affichent
26 des primes importantes. Toutefois, une vague de projets pourrait transformer la région à
27 partir de la fin de la décennie :

- 1 • Le premier, Transco Southeast Supply Enhancement (1,59 Bcf/j, attendu en
2 2028), combine environ 55 milles de conduites de 42 pouces et des renforcements
3 clés autour de la station 165 en Virginie, permettant de débloquent un goulot
4 d'étranglement critique et d'accroître l'accès des producteurs des Appalaches aux
5 marchés du Sud-Est et de la côte Est;
- 6 • Le second, MVP Southgate (0,55 Bcf/j, attendu en 2028), prolonge la ligne
7 principale Mountain Valley sur 31 milles vers la Caroline du Nord, renforçant la
8 connectivité régionale et réduisant les primes saisonnières;
- 9 • Enfin, le projet Borealis de Boardwalk/Texas Gas (2 Bcf/j, attendu en 2029)
10 constitue le lien manquant entre les Appalaches et la Louisiane. En ajoutant de
11 nouvelles capacités, compresseurs et segments de conduite ciblés, il ouvrira un
12 corridor à grande capacité vers les marchés portuaires du Golfe du Mexique et les
13 terminaux de GNL.

14 D'autres projets potentiels en direction de New-York et de la Nouvelle-Angleterre sont
15 également en attente de permis ou en cours d'approbation. Notons par exemple
16 *Constitution Pipeline, Iroquois Enhancement by Compression* et *Northeast Supply*
17 *Enhancement (NESE)*. Ces derniers pourraient jouer un rôle critique afin de répondre aux
18 risques persistants d'approvisionnement hivernal et aux contraintes d'infrastructure de la
19 région, mais se buttent à des vagues de contestations provenant de groupes
20 environnementaux et des titulaires des droits fonciers.

21 Ensemble, les trois premiers projets mentionnés devraient contribuer à une reprise de la
22 croissance de la production du bassin des Appalaches vers 2028. La figure 1 présente les
23 régions gazières américaines et permet de situer les trois principaux bassins de
24 production discutés, tandis que la figure 2 situe les trois principaux projets susmentionnés.

Figure 1
Régions gazières américaines et bassins de production

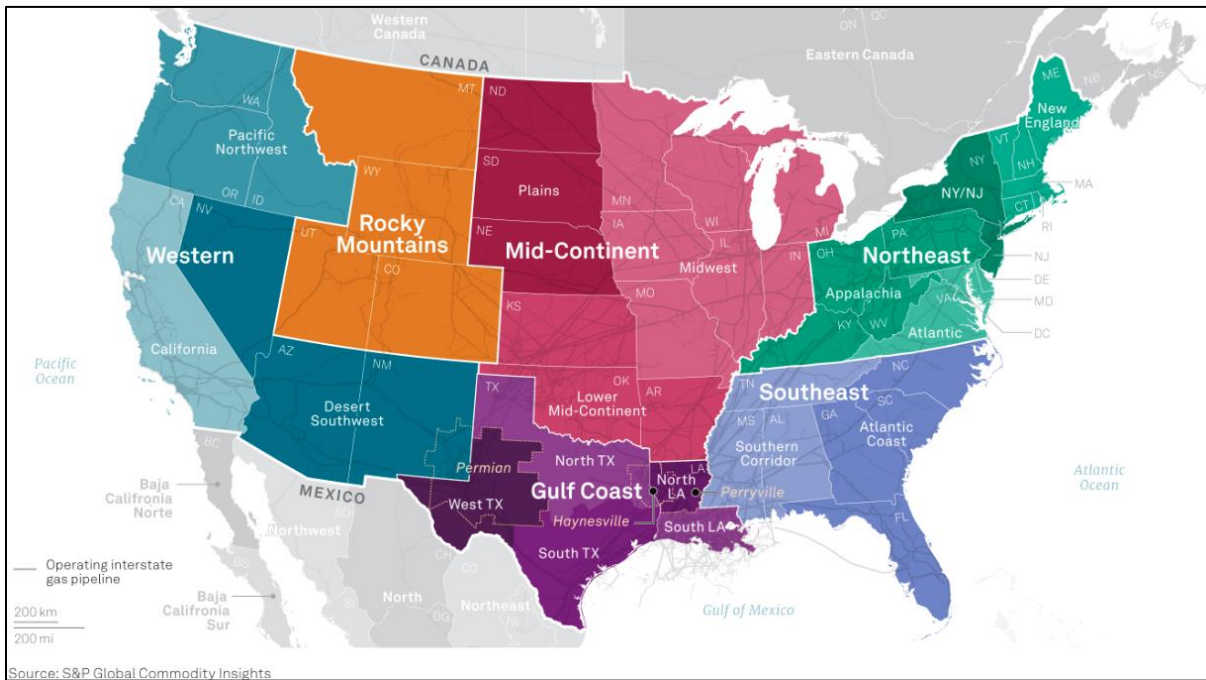
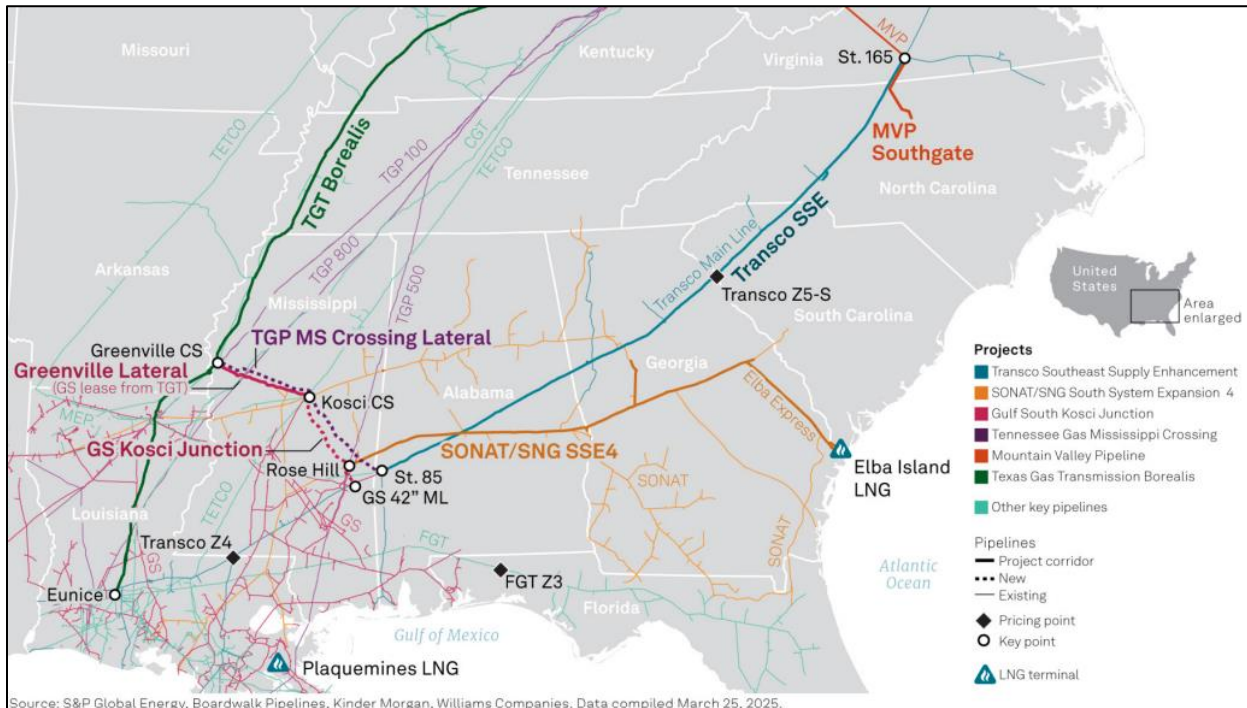
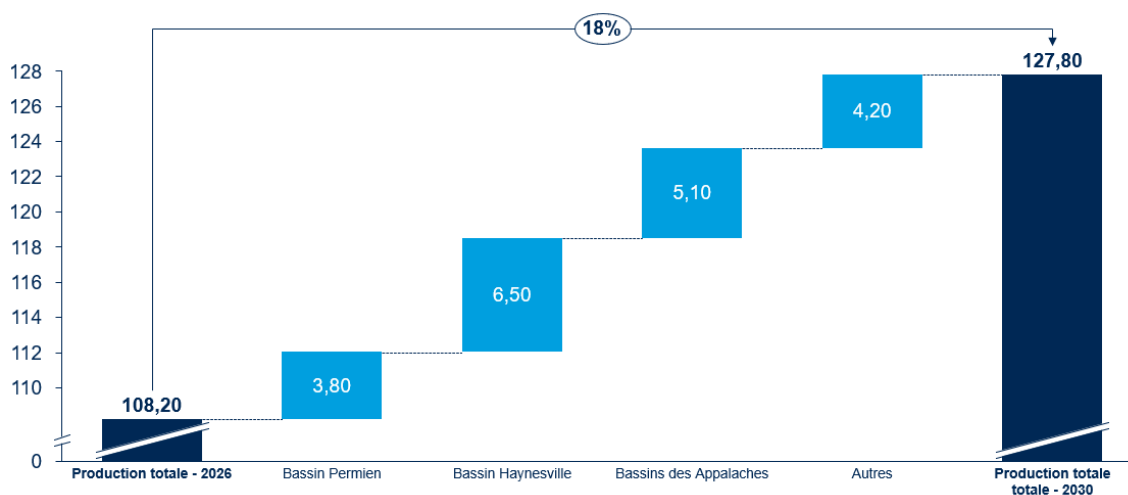


Figure 2
Projets de renforcements bénéficiant au secteur des Appalaches



1 À l'horizon 2030, le paysage gazier américain se transforme profondément. S&P Global
 2 Commodity Insights (S&P) anticipe une augmentation de près de 20 Bcf/j entre 2025 et
 3 2030, pour atteindre près de 127,8 Bcf/j. Ensemble, les dynamiques attendues des trois
 4 principaux bassins de production positionnent les États-Unis pour répondre à une
 5 demande nord-américaine et mondiale en forte expansion, notamment grâce au rôle
 6 structurant du GNL. Le graphique 1 fait état de l'évolution de la production américaine à
 7 l'horizon 2030.

Graphique 1
Évolution de la production américaine de gaz naturel
 2025-2030, par bassin, en Bcf/j



Source : S&P Global Commodity Insights.

Demande

8 La demande américaine de gaz naturel est en voie de croître de manière significative d'ici
 9 2030, atteignant près de 133,5 Bcf/j, soit une augmentation d'environ 20,5 Bcf/j (18 %)
 10 par rapport à 2025. Cette hausse est tirée presque entièrement par le secteur exportateur,
 11 et plus particulièrement par le GNL, qui représente plus de 70 % de la croissance totale.
 12 Les exportations de GNL devraient en effet bondir de près de 15 Bcf/j, pour atteindre
 13 31,1 Bcf/j en 2030.

14 Les dynamiques régionales seront déterminantes dans l'équilibre de ce marché en
 15 expansion. À court terme, les flux américains sont largement orientés vers l'Europe, qui
 16 absorbe 68 % des exportations de GNL en date de février 2026 contre 54 % en 2024, en
 17 raison des besoins accrus de reconstitution des stocks et de la réduction des

1 approvisionnements russes. Mais à moyen terme, l'Asie du Sud et du Sud-Est –
2 notamment l'Inde, le Vietnam, les Philippines, la Thaïlande et l'Indonésie – devrait
3 représenter la principale source de demande additionnelle grâce à une croissance
4 énergétique structurelle et rapide. Si cette absorption asiatique devait se révéler plus
5 faible qu'anticipée, la saturation du marché du GNL pourrait devenir problématique,
6 accentuant la chute des prix et mettant en péril la rentabilité des projets nord-américains,
7 dont les coûts marginaux demeurent supérieurs à ceux du Moyen-Orient, par exemple.

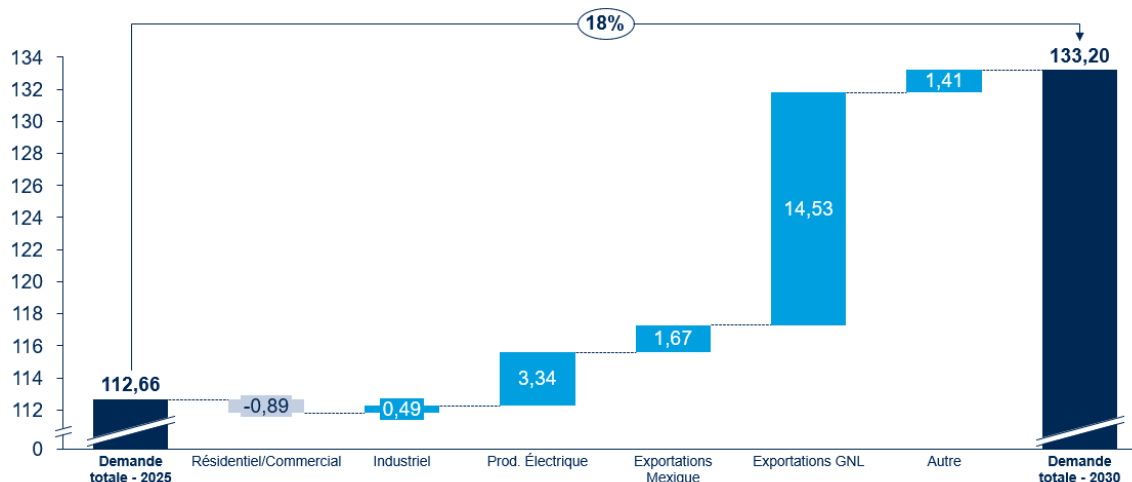
8 Les exportations de gaz par pipeline vers le Mexique constituent un autre moteur de
9 croissance, bien que plus modeste que le GNL. D'ici 2030, elles devraient augmenter
10 d'environ 1,6 Bcf/j, soutenues par la mise en service de nouvelles centrales électriques
11 alimentées au gaz ainsi que par plusieurs projets de liquéfaction situés du côté
12 mexicain – lesquels dépendront en grande partie du gaz acheminé depuis les États-Unis.

13 Après un recul temporaire anticipé en 2026-2027, la production américaine d'électricité à
14 partir de gaz naturel devrait reprendre une trajectoire ascendante à compter de 2028.

15 La montée de la production solaire, le report des retraits de centrales au charbon et des
16 prix Henry Hub plus élevés durant les pics estivaux expliquent le repli à court terme,
17 ramenant la demande électrique en gaz à environ 34,3 Bcf/j en 2026, soit 1,6 Bcf/j de
18 moins que la moyenne de 2025. Mais dès 2028, le retrait anticipé de 24 GW
19 supplémentaires de capacité au charbon devrait permettre au gaz de regagner du terrain.
20 La croissance de la demande électrique totale, notamment liée à l'essor des centres de
21 données, contribue aussi à cette remontée : la consommation du secteur devrait atteindre
22 38,6 Bcf/j en 2030, soit une augmentation de plus de 3 Bcf/j par rapport à 2025.

23 Enfin, le secteur industriel ajoute une croissance plus modérée, mais durable,
24 principalement concentrée sur la pétrochimie de la côte du Golfe du Mexique. On anticipe
25 environ 0,5 Bcf/j de demande additionnelle d'ici 2030, tirée par de nouvelles capacités
26 dans l'ammoniac, le méthanol et les oléfines. Cependant, l'essor industriel attendu à la
27 suite des politiques protectionnistes américaines semble se matérialiser de manière moins
28 importante que prévu selon S&P, du moins en ce qui concerne la consommation directe
29 de gaz naturel. Le graphique 2 fait état de l'évolution de la demande américaine de gaz
30 naturel à l'horizon 2030.

Graphique 2
Évolution de la demande américaine de gaz naturel
 2025-2030, par principaux secteurs d'activité, en Bcf/j



Source : S&P Global Commodity Insights.

Entreposage de gaz naturel

1 L'hiver 2025-2026 a été jusqu'à présent marqué par des retraits historiques de gaz naturel
 2 dans les stockages américains. Durant l'épisode de froid extrême de la semaine se
 3 terminant le 30 janvier 2026, les inventaires ont chuté de 360 Bcf (-13 %), un nouveau
 4 record absolu qui dépasse légèrement l'ancien record établi en janvier 2018. Ce seul
 5 retrait a suffi à effacer un surplus de près de 5 % par rapport à la moyenne quinquennale,
 6 basculant les stocks vers un déficit de 1 % en quelques jours seulement. La semaine
 7 suivante, au 6 février 2026, les retraits ont ralenti à 249 Bcf, légèrement en dessous des
 8 prévisions de 254 Bcf, alors que les températures se normalisaient et que la production
 9 se redressait. Malgré la détente des prix, l'Energy Information Administration (EIA) avertit
 10 que la saison de retrait 2025-2026 devrait se terminer avec moins de 1,9 Tcf en stockage,
 11 soit une révision à la baisse de près de 8 % par rapport aux prévisions antérieures.

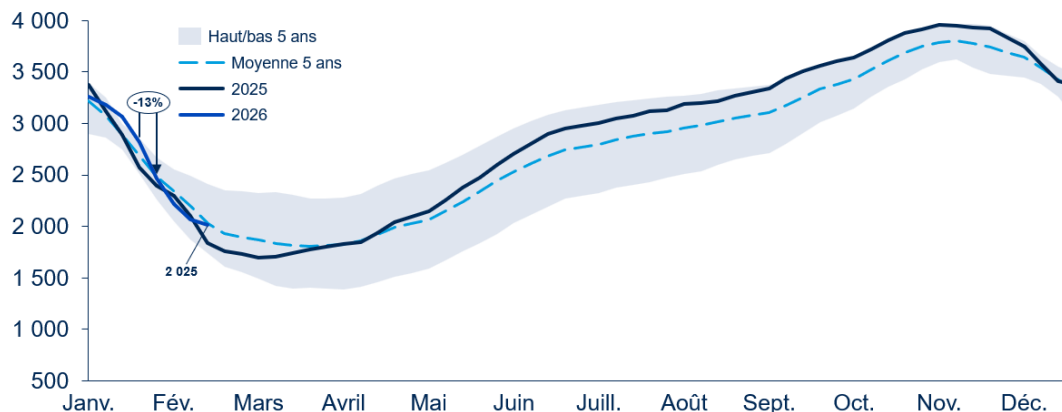
12 Les données régionales (régions gazières américaines présentées à la figure 1) révèlent
 13 d'importantes disparités. Au 6 février 2026, les stocks totaux s'élevaient à 2 214 Bcf, en
 14 baisse de 249 Bcf en une semaine et de 5,5 % en dessous de la moyenne sur cinq ans.
 15 Les régions de l'Est (NorthEast et SouthEast) et du Mid-Continent affichent des déficits
 16 marqués de 13,4 % et 16,5 % par rapport à leur moyenne quinquennale, traduisant une
 17 sensibilité plus forte aux épisodes de froid intense et une demande résidentielle et

1 commerciale particulièrement élevée. À l'inverse, les régions des *Montagnes Rocheuses*
2 (+37,5 %) et de *l'Ouest* (+35,1 %) demeurent bien au-dessus de leurs niveaux historiques,
3 reflétant une météo plus clémente et, dans le cas de la *côte Ouest*, des conditions d'offre
4 plus stables.

5 La région de la *côte du Golfe*, qui joue un rôle critique dans l'alimentation du système
6 national ainsi que des terminaux de GNL, reste quant à elle à 10,2 % sous la moyenne
7 quinquennale, malgré des niveaux absolus encore élevés (784 Bcf).

8 Dans l'ensemble, l'hiver 2025-2026 illustre la vulnérabilité du marché nord-américain à
9 des périodes de froid extrême, même dans un environnement de production généralement
10 abondante. La combinaison d'une demande résidentielle et commerciale
11 exceptionnellement élevée, d'interruptions temporaires de production en raison du froid
12 (*freeze-offs*) et d'exportations robustes de GNL a suffi à créer un resserrement rapide des
13 inventaires. Avec une fin de saison de retrait désormais attendue autour de 1 % au-dessus
14 de la moyenne quinquennale (en date du 26 février 2026) contre une anticipation de 10 %,
15 le marché entre dans la période estivale avec une marge de sécurité plus faible,
16 augmentant la sensibilité des prix aux aléas météorologiques et aux fluctuations de la
17 production. Le graphique 3 montre l'évolution des niveaux d'entreposage américains en
18 date du 24 février 2026.

Graphique 3
Évolution des niveaux d'entreposage américains de gaz naturel
2025-2026 et moyenne 5 ans, en Bcf



Source : S&P Global Commodity Insights.

1.1.2 Contexte gazier au Canada

Production

1 La production canadienne de gaz naturel devrait connaître une croissance notable d'ici
 2 2030, atteignant environ 23,2 Bcf/j, soit une hausse de 4,2 Bcf/j par rapport à 2025. Cette
 3 progression est largement alimentée par l'essor des projets de GNL en
 4 Colombie-Britannique, notamment *LNG Canada*, *Woodfibre LNG* et *Cedar LNG*. Dans ce
 5 contexte, le bassin du Montney demeure le principal moteur de l'offre. Ce dernier devrait
 6 croître d'environ 4,9 Bcf/j entre 2025 et 2030, une progression suffisante pour compenser
 7 entièrement la contraction de 1,1 Bcf/j attendue dans les autres bassins. Les producteurs
 8 y bénéficient d'une géologie particulièrement favorable, de coûts compétitifs et d'un accès
 9 simplifié aux infrastructures associées au GNL. Toutefois, cette concentration de la
 10 croissance dans un seul bassin accentue la dépendance du pays à une zone de
 11 production dominante, soulevant des enjeux de résilience à plus long terme.

12 À court et moyen termes, la croissance de la production canadienne est absorbée presque
 13 entièrement par le secteur émergent du GNL, alors que la demande intérieure ainsi que
 14 les exportations transfrontalières demeurent relativement constantes. Ce déplacement
 15 des débouchés marque une transition structurelle du rôle du Canada sur le marché
 16 nord-américain, où le pays devient davantage un producteur au service de son propre
 17 développement de GNL. Les projets d'expansion d'infrastructures se concentrent

1 d'ailleurs surtout à l'intérieur du réseau pour connecter les nouvelles installations. Malgré
2 des niveaux d'inventaires historiquement élevés — 894 Bcf à la fin octobre 2025 — qui
3 exercent une pression temporaire sur les prix et la production, l'équilibre du marché
4 devrait se resserrer avec l'augmentation des volumes dédiés au GNL. La production
5 nationale s'ajuste déjà en réponse à la montée graduelle de *LNG Canada*, ce qui conforte
6 une trajectoire globalement haussière, malgré quelques contraintes régionales
7 persistantes.

Demande

8 La demande totale de gaz naturel au Canada, incluant les exportations, devrait atteindre
9 environ 23,2 Bcf/j d'ici 2030, en hausse de 3,8 Bcf/j par rapport à 2025. Cette croissance
10 est essentiellement attribuable aux projets d'exportation de GNL en
11 Colombie-Britannique, dont *LNG Canada* et *Cedar FLNG*, qui bénéficient même de
12 légères hausses de capacité cette année.

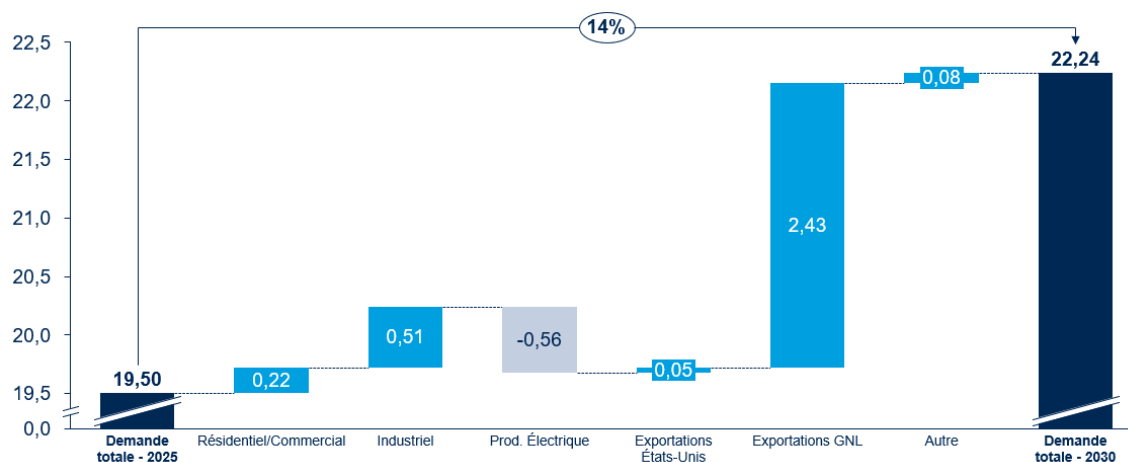
13 *LNG Canada* jouera un rôle déterminant dès 2026. Le projet devrait absorber en moyenne
14 2,2 Bcf/j de gaz durant l'été 2026, avec une montée à pleine capacité prévue en
15 avril 2026. À l'horizon 2029, les trois installations de GNL de la Colombie-Britannique
16 devraient nécessiter environ 3,0 Bcf/j, avec une demande accrue durant l'hiver grâce à
17 une meilleure efficacité opérationnelle et à un contexte international favorable au GNL.

18 Quant au volet des exportations par pipeline, les flux vers les États-Unis devraient
19 légèrement diminuer à court terme avant de se stabiliser autour de 5,3 Bcf/j en 2026, puis
20 remonter graduellement entre 5,6 Bcf/j et 5,8 Bcf/j jusqu'en 2030. L'abondance du gaz
21 américain limite encore la place pour les volumes canadiens et accroît la concurrence,
22 même si une forte demande hivernale continue de soutenir les exportations. À plus long
23 terme, l'épuisement de certains gisements américains à très bas coûts pourrait offrir une
24 nouvelle fenêtre de compétitivité au gaz canadien.

25 Parallèlement, le rôle du gaz naturel dans la production d'électricité canadienne devrait
26 décroître légèrement entre 2026 et 2030. Bien que la croissance de la demande électrique
27 soit portée par l'électrification des industries, des bâtiments et des transports, ainsi que
28 par une révision à la hausse des charges industrielles émergentes — particulièrement les
29 centres de données — la part de la production électrique dans la demande de gaz naturel

1 devrait passer de 16 % à 11 % d'ici 2030. Environ 5,1 GW de capacité de production
 2 devraient être retirés au Canada, incluant 2,1 GW de centrales au gaz. Malgré ces retraits
 3 anticipés, l'augmentation de la consommation électrique et la lenteur du déploiement de
 4 nouvelles capacités non émettrices pourraient maintenir une demande relativement
 5 soutenue pour le gaz dans le secteur électrique. Dans l'ensemble, la demande
 6 canadienne de gaz s'oriente donc de plus en plus vers les exportations de GNL, tandis
 7 que les secteurs traditionnels stagnent ou augmentent légèrement à moyen terme. Le
 8 graphique 4 fait état de l'évolution de la demande canadienne de gaz naturel à
 9 l'horizon 2030.

Graphique 4
Évolution de la demande canadienne de gaz naturel
 2025-2030, par principaux secteurs d'activité, en Bcf/j



Source : S&P Global Commodity Insights.

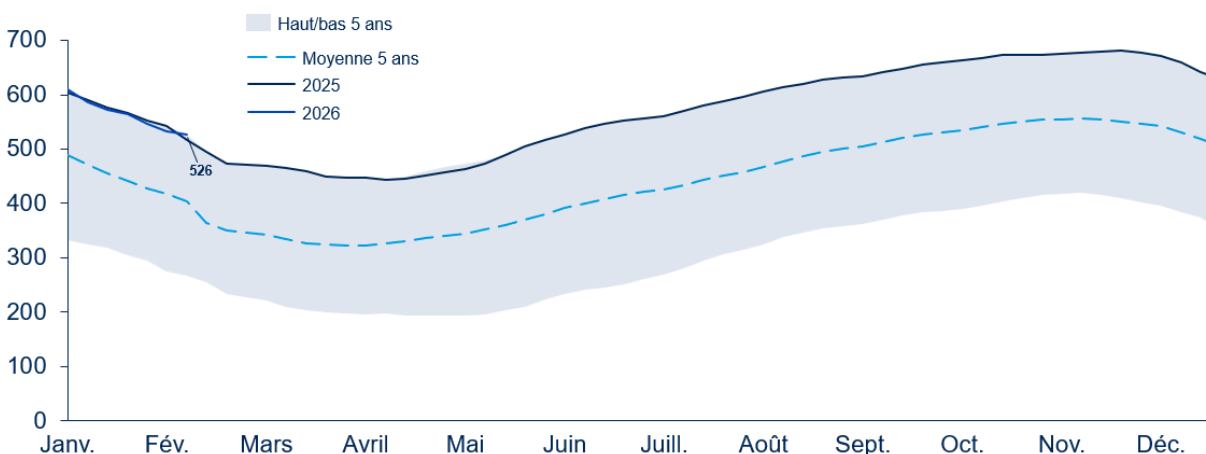
Entreposage

10 Les inventaires de gaz naturel au Canada ont de nouveau divergé entre les régions,
 11 mettant en évidence un contraste marqué entre l'Est et l'Ouest du pays. L'épisode hivernal
 12 intense à la fin janvier 2026 a frappé durement l'Est du Canada, entraînant des retraits
 13 importants dans les installations régionales de stockage et des hausses de prix
 14 fulgurantes à court terme. Les capacités de stockage dans l'Est demeurent sous tension
 15 lors d'épisodes de froid extrême, la problématique résidant dans le fait que la demande
 16 de la région est supérieure à la capacité de transport additionnée à la capacité de retrait
 17 maximale à Dawn. À l'inverse, l'Ouest canadien — particulièrement l'Alberta — a connu
 18 des températures beaucoup plus douces, ce qui a réduit le recours au stockage et

1 contribué à maintenir des inventaires élevés dans la région. En conséquence, les stocks
 2 nationaux devraient atteindre un niveau supérieur à la moyenne quinquennale à la fin
 3 mars 2026. Toutefois, cet excédent provient entièrement de l'Ouest canadien.

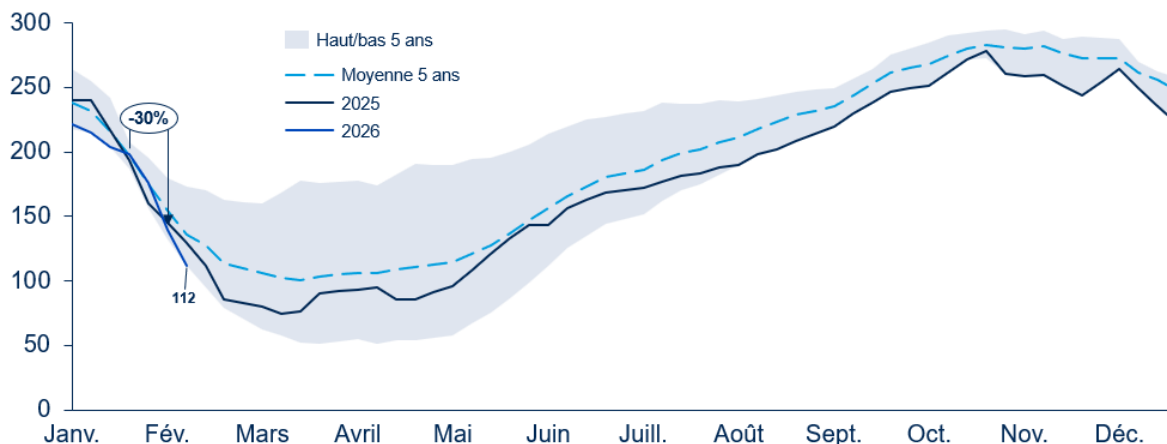
4 L'absence de froid marqué durant l'hiver dans l'Ouest canadien constitue désormais un
 5 frein à la hausse des prix régionaux. Les stocks élevés, en particulier en Alberta, exercent
 6 une pression à la baisse sur les signaux de marché et compliquent les perspectives de
 7 raffermissement des prix pour l'année. En l'absence de nouveaux débouchés structurants
 8 ou d'un événement météorologique majeur, cette abondance relative de gaz risque de
 9 persister, maintenant un environnement de prix modéré jusqu'à ce que l'équilibre
 10 offre-demande se resserre progressivement avec la montée en puissance des
 11 exportations de GNL. Les graphiques 5 et 6 montrent l'évolution des niveaux
 12 d'entreposage canadiens en date du 24 février 2026, respectivement pour l'Ouest et l'Est
 13 du Canada.

Graphique 5
Évolution des niveaux d'entreposage de l'Ouest canadien
 2025-2026 et moyenne cinq ans, en Bcf



Source : S&P Global Commodity Insights.

Graphique 6
Évolution des niveaux d'entreposage de l'Est canadien
 2025-2026 et moyenne cinq ans, en Bcf



Source : S&P Global Commodity Insights.

1.1.3 Le prix du gaz naturel au Canada

1 Bien que d'importants investissements régionaux de TC Energy aient contribué à
 2 accroître les capacités de transport sur NGTL, le réseau gazier albertain demeure sujet à
 3 des épisodes de congestion qui affectent les prix du gaz naturel dans l'Ouest du Canada
 4 et affectent incidemment les écarts entre ces prix et ceux du reste du continent.

5 Les graphiques 7, 8 et 9 présentent les prix à Empress et à Dawn ainsi que le différentiel
 6 de prix pour l'hiver 2025-2026, de même que pour l'hiver 2024-2025.

7 À Empress, la dynamique 2024-2025 a été dominée par un excédent structurel. Une
 8 production record, demeurant élevée malgré des prix faibles, a continué d'inonder le
 9 réseau. Un niveau de stockage élevé a réduit la valeur marginale du gaz, tandis qu'une
 10 congestion du réseau NGTL/Mainline — provoquée notamment par une anticipation trop
 11 optimiste du démarrage des exportations canadiennes de GNL — a comprimé les prix
 12 jusqu'à des niveaux très faibles, voire négatifs à l'occasion. À l'automne 2025 et au début
 13 de l'hiver 2025-2026, les prix ont graduellement remonté grâce à la demande hivernale et
 14 à de meilleures évacuations vers la Mainline. Le vortex polaire à la fin janvier 2026 a
 15 ensuite déclenché une envolée spectaculaire, la demande continentale devenant si forte
 16 que même Empress — loin du cœur de la tempête — a subi une pression haussière
 17 extrême. Le carrefour américain Henry Hub a atteint des pics extrêmes lors de cet

1 évènement. Les prix de l'Ouest canadien à AECO ont également augmenté, mais avec
 2 un rabais persistant de ~1,84-1,90 \$CA/GJ par rapport à Henry Hub, augmentant ainsi les
 3 exportations vers les États-Unis pour capturer les prix plus élevés, mais créant un marché
 4 canadien très serré vers Empress et l'Est du Canada. Au début de février 2026, les prix
 5 sont redevenus modestes, reflétant un retour à un temps plus doux en Alberta et dans
 6 l'Ouest américain, des exportations vers les États-Unis plus faibles, et un stockage encore
 7 très confortable, conduisant à une prévision mensuelle autour de 2,06 \$/GJ.

Graphique 7
Évolution du prix du gaz naturel à Empress
 2024-2025 et 2025-2026, en \$CAD/GJ



Source : Intercontinental Exchange (ICE) - Extraction du 25 février 2026.

8 Au carrefour à Dawn, les prix du gaz naturel ont oscillé entre 1,44 \$/GJ et 8,77 \$/GJ durant
 9 l'année gazière 2024-2025, suivant une dynamique saisonnière classique : prix plus
 10 faibles au printemps et en été lorsque la demande diminue, puis raffermissement à l'hiver
 11 sous l'effet du chauffage et des contraintes de transport, où quelques épisodes de froid
 12 intense en février 2025 ont provoqué des pointes isolées. Tout comme à Empress, l'hiver
 13 2025-2026 a été marqué par le vortex polaire à la fin janvier 2026. La vague de froid a
 14 fortement accru la demande au moment même où la production nord-américaine chutait
 15 en raison de gels de puits (*freeze-offs*). En parallèle, les restrictions d'Enbridge sur
 16 plusieurs corridors sortants ont empêché les flux interruptibles, rendant chaque gigajoule

1 livrable extrêmement rare. La microstructure du week-end, engendrant une liquidité
 2 réduite et des fenêtres de nomination limitées, a amplifié la volatilité et permis des
 3 transactions jusqu'à 94,8 \$/GJ. Passé cet épisode extrême, les prix sont revenus à des
 4 niveaux plus normaux en février, avec une moyenne mensuelle autour de 5,12 \$/GJ.

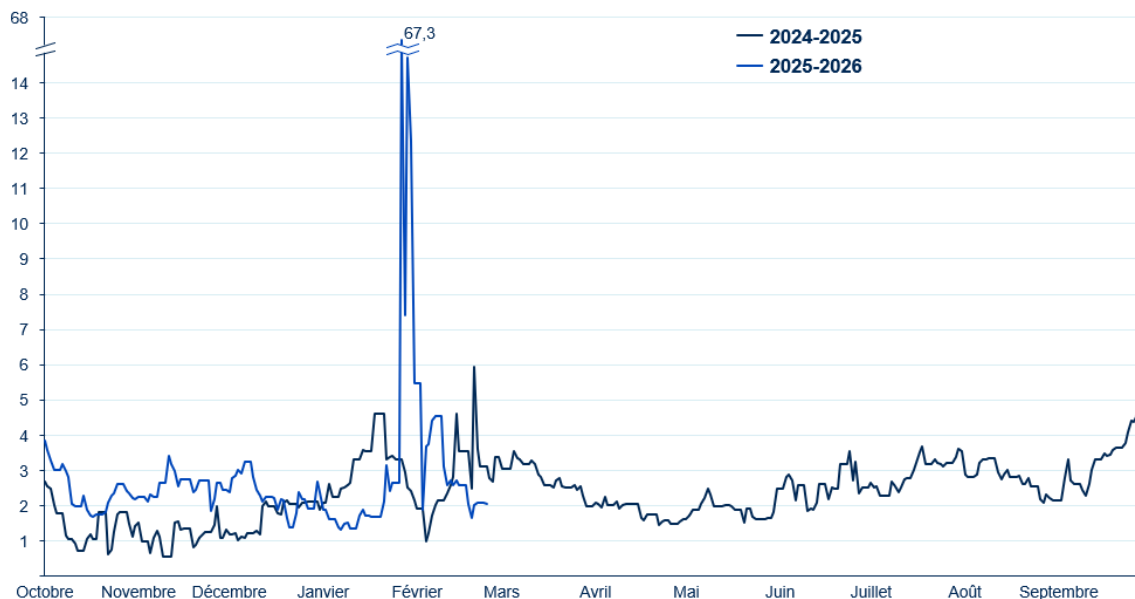
Graphique 8
Évolution du prix du gaz naturel à Dawn
 2024-2025 et 2025-2026, en \$CAD/GJ



Source : Intercontinental Exchange (ICE) - Extraction du 25 février 2026.

5 L'écart entre Empress et Dawn découle autant des conditions continentales que des
 6 contraintes régionales en Alberta. En période de froid, la demande augmente
 7 simultanément dans les marchés d'exportation du gaz de l'Ouest canadien — Midwest
 8 américain et Est du Canada — ce qui accroît les volumes circulant dans le réseau. Or, les
 9 hauts niveaux de stockage en Alberta depuis plusieurs mois, combinés aux limitations
 10 d'évacuation sur NGTL et aux congestions récurrentes aux carrefours AB-NIT et Empress,
 11 ont tendance à freiner la hausse des prix à Empress. Ainsi, lors d'épisodes de froid
 12 extrême, les hubs plus directement soumis à la tension du réseau continental — comme
 13 Dawn — voient leurs prix bondir davantage, élargissant l'écart avec Empress. Même
 14 lorsque le système nord-américain est sous pression, Empress demeure partiellement
 15 « coincé » par ses contraintes d'évacuation, ce qui modère sa réaction haussière et
 16 accentue généralement l'écart par rapport à Dawn.

Graphique 9
Évolution de l'écart de prix entre Dawn et Empress
 2024-2025 et 2025-2026, en \$CAD/GJ



Source : Intercontinental Exchange (ICE) - Extraction du 25 février 2026.

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

1 Le contexte gazier nord-américain demeure globalement favorable à des prix soutenables
 2 pour les producteurs canadiens. La demande croissante en gaz destiné à la liquéfaction
 3 et à l'exportation de GNL, particulièrement au cours des prochaines années, crée une
 4 base structurelle solide pour les prix. Malgré certains vents contraires à court terme
 5 — notamment l'intégration accrue des énergies renouvelables — les perspectives
 6 jusqu'en 2030 suggèrent une progression modeste, mais stable, des prix du gaz canadien.
 7 Les graphiques 10, 11 et 12 montrent les projections futures des prix à Empress et à
 8 Dawn.

9 Cette dynamique est renforcée par l'étroite corrélation entre les prix canadiens et le
 10 marché gazier nord-américain, particulièrement Henry Hub. Les projections indiquent que
 11 Henry Hub devrait enregistrer une hausse graduelle d'ici la fin de 2030, passant d'une
 12 moyenne annuelle de 4,59 \$CA/GJ à 5,24 \$CA/GJ selon S&P, alimentée par une
 13 croissance rapide des exportations américaines de GNL ainsi qu'une demande
 14 domestique plus ferme. Lorsque Henry Hub augmente, les acheteurs américains sont

1 prêts à payer davantage, créant des opportunités d'arbitrage pour les producteurs
2 canadiens : exporter vers les États-Unis devient plus attrayant que vendre localement.
3 Cette hausse des exportations réduit l'offre disponible au Canada, exerçant ainsi une
4 pression haussière sur les prix de l'Ouest canadien.

5 Plusieurs facteurs de risques, avec des impacts qui tendent à se contrebalancer, peuvent
6 faire varier les perspectives de prix au Canada. Parmi les risques haussiers, on retrouve
7 les enjeux réglementaires et autochtones pouvant freiner les hausses anticipées de
8 production, le rythme de déploiement des capacités de transport nécessaires à
9 l'évacuation de la nouvelle production anticipée, ainsi qu'une demande possiblement plus
10 forte que prévu (croissance des centres de données (*data centers*), électrification accrue
11 nécessitant plus de production au gaz). À l'inverse, les risques baissiers incluent une
12 montée en puissance (*ramp-up*) plus rapide que prévu de la production du bassin
13 Montney, un ralentissement économique susceptible de réduire la demande mondiale de
14 GNL, ainsi que la concurrence américaine à faible coût — en particulier des Appalaches
15 et du Permien. À l'horizon 2030, les prix canadiens sont toujours anticipés en légère
16 hausse, mais de manière modérée et stable, l'augmentation de la demande dans les
17 secteurs industriels et du GNL étant mieux équilibrée par une production en croissance.

Graphique 10
Historique et projection du prix du gaz naturel à Empress
2018 à 2030, moyenne mensuelle en \$CAD/GJ



Source : Intercontinental Exchange (ICE) - Extraction du 25 février 2026.

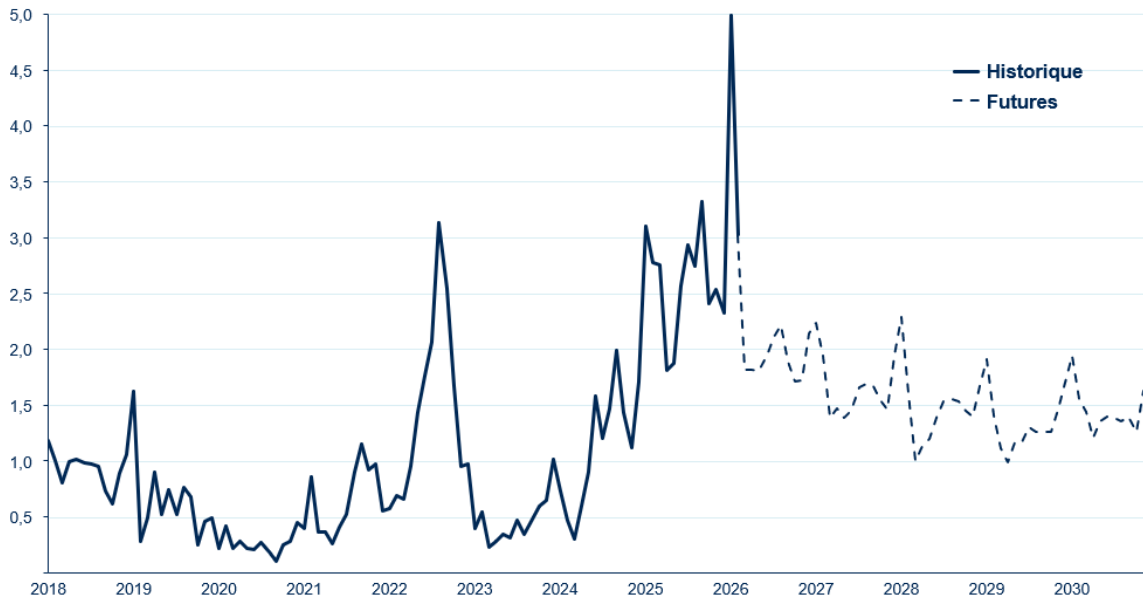
1 À Dawn, les prix réagiront à l'ensemble de ces dynamiques, mais resteront volatils en
2 raison des contraintes régionales et de leur forte intégration aux marchés du Nord-Est
3 américain. L'amélioration potentielle de la connectivité gazière à Dawn vers les
4 approvisionnements à bas coût des Appalaches — combinée à une hausse générale des
5 prix nord-américains — devrait devenir un moteur important de l'élargissement du
6 *différentiel de prix* Dawn-Henry Hub. L'arrivée croissante de gaz appalachien, à coût très
7 compétitif, exerce une pression à la baisse relative sur les prix à Dawn, qui stagnent ou
8 augmentent alors plus lentement que ceux des autres *hubs*.

Graphique 11
Historique et projection du prix du gaz naturel à Dawn
2018 à 2030, moyenne mensuelle en \$CAD/GJ



Source : Intercontinental Exchange (ICE) - Extraction du 25 février 2026.

Graphique 12
Historique et projection de l'écart du prix du gaz naturel entre Dawn et Empress
 2018 à 2030, moyenne mensuelle en \$CAD/GJ



Source : Intercontinental Exchange (ICE) - Extraction du 25 février 2026.

1.2 LES TENDANCES SUR LE MARCHÉ DU GAZ DE SOURCE RENOUVELABLE (GSR)¹

- 1 La présente section fait suite à la demande² de la Régie de l'énergie (Régie) d'incorporer une
- 2 portion portant sur les tendances de l'évolution du marché nord-américain du GSR, notamment
- 3 au niveau des prix et des quantités produites et achetées.
- 4 Dans un premier temps, les données les plus récentes à l'égard de la production et de la demande
- 5 de GSR au Canada et aux États-Unis seront présentées. Dans un deuxième temps, Énergir
- 6 traitera de la valeur potentielle du GSR selon l'évolution de la valeur des crédits de principaux
- 7 programmes associés aux principaux usages.

¹ Le terme gaz de source renouvelable (GSR) est utilisé dans cette pièce par souci de simplicité. Pour les États-Unis et le Canada, ce terme est interchangeable avec gaz naturel renouvelable (GNR).

² Décision D-2022-156, p.16.

1.2.1 Offre (production) et demande de GSR

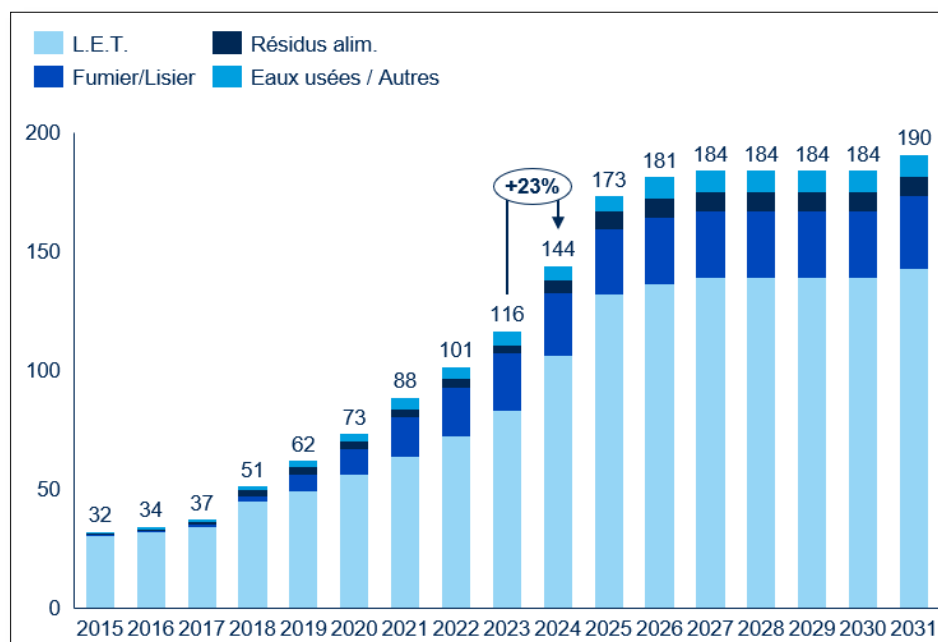
1 La production de GSR aux États-Unis poursuit son avancée, stimulée par les programmes
2 incitatifs du secteur du transport, soit le *California Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) et
3 le *Renewable Fuel Standard* (RFS)³.

4 Dans la dernière décennie, la production a progressé à un taux de croissance annuel
5 composé de 13 %. Depuis 2020, la capacité de production de GSR aux États-Unis a
6 doublé. L'année 2024 a marqué un record avec une augmentation annuelle de 23 % de
7 la capacité installée, stimulée par les programmes d'incitatifs de l'*Inflation Reduction Act*.
8 Plus de 570 installations de GSR sont en opération en Amérique du Nord, et
9 >1 000 projets sont recensés en incluant les sites en construction ou en développement.

10 Les lieux d'enfouissement techniques (LET) demeurent la principale source de production.
11 Les projets à base de fumiers/lisiers agricoles à très faible intensité carbone progressent
12 néanmoins, comme démontré au graphique 13.

Graphique 13

Historique et projection de la capacité de production de GSR aux États-Unis pour les projets en opération, en construction, et planifiés 2015 à 2031, Bcf



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025.

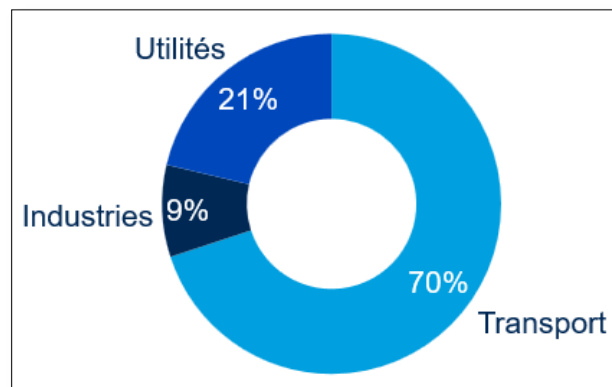
³ R-4287-2024 : La pièce B-0048, Énergir-H, Document 1 contient plus d'information sur la description de ces programmes.

1 La capacité de production pourrait atteindre ~190 Bcf (5 380 Mm³) à l'horizon 2030 en
2 fonction des projets opérationnels et planifiés.

3 Selon l'*American Gas Foundation* (AGF)⁴, le potentiel à long terme de production de GSR
4 aux États-Unis serait de 1 628 Bcf/an dans un scénario « bas », 3 728 Bcf/an dans un
5 scénario « haut » et jusqu'à 7 061 Bcf/an dans un scénario « ambitieux orienté net-zéro ».
6 Dans le scénario « bas » de l'AGF, le potentiel technique du GSR représenterait près du
7 tiers de la consommation résidentielle américaine actuelle (~4 500 Bcf/an).

8 Au niveau de la demande en GSR, le secteur du transport poursuit sa domination. Le
9 transport routier absorbe aujourd'hui 70 % de la demande de GSR aux États-Unis
10 (graphique 14). Cependant, une saturation est observée dans ce secteur, limitant sa
11 croissance pour les années à venir.

Graphique 14
Répartition de la consommation de GSR, par segment, États-Unis 2025, %



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025

12 Parallèlement, ce sont les utilités gazières qui porteront la prochaine vague de croissance
13 de la demande en GSR. À l'horizon 2030, celles-ci deviendront le moteur de demande
14 structurelle. La part de GSR destinée aux utilités pourrait représenter 37 % de la demande
15 totale (~ 130 Bcf) vs ~ 20 % aujourd'hui.

16 Vingt-et-une utilités américaines, dans 18 États américains, offrent désormais des
17 programmes de GSR à leurs clients, souvent sous forme de produit « premium »

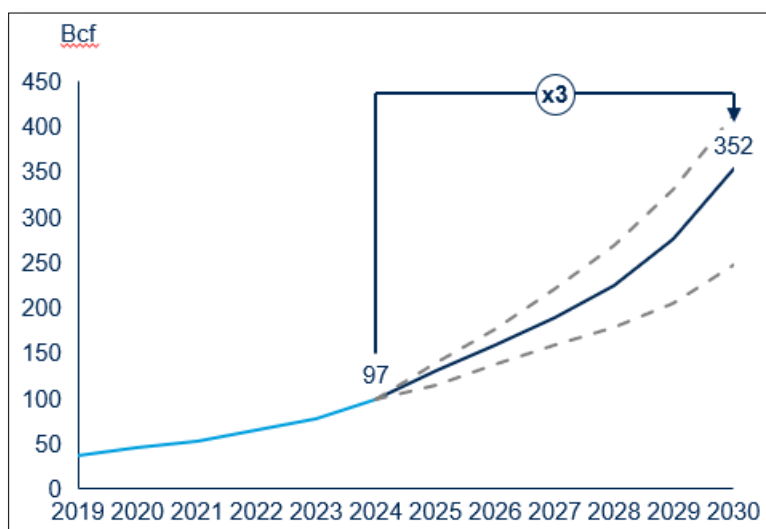
⁴ *American Gas Foundation* (2025) - *Renewable Natural Gas Supply Assessment*.

1 volontaire. Malgré cet intérêt croissant, la prime de prix du GSR reste un obstacle à une
2 adoption plus généralisée. Cette demande est qualifiée de « volontaire ».

3 De ces 18 États américains, seuls deux États (Californie, Colorado) ont adopté un cadre
4 réglementaire encadrant l'intégration du GSR dans les réseaux gaziers. Par exemple, en
5 Californie, la loi SB-1440 impose aux distributeurs d'atteindre 12 % de GSR dans leur
6 approvisionnement d'ici 2030. Ce type de cadre réglementaire est similaire à celui dans
7 lequel Énergir opère et se traduit par une demande structurelle en GSR. Cette demande
8 est qualifiée de « réglementaire ».

9 Ainsi, la demande totale de GSR pour les utilités, soit l'addition des demandes volontaires
10 et réglementaires de GSR, pourrait être multipliée par trois dans les prochaines années,
11 passant de 97 Bcf en 2024 à 352 Bcf en 2030 (graphique 15).

Graphique 15
Historique et projection de la consommation de GSR
par les utilités gazières aux États-Unis
2019 à 2030, Bcf



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025.

1.2.2 Valorisation du GSR (prix)

12 Aux États-Unis, la rentabilité de la filière de production de GSR repose en grande partie
13 sur la valorisation provenant des trois programmes incitatifs établis. Un quatrième
14 programme pourrait également s'ajouter prochainement :

- 1 1. *Renewable Fuel Standard* (RFS) pour lequel des crédits *Renewable Identification*
- 2 *Number* (RIN) sont produits : programme national aux États-Unis;
- 3 2. *Low Carbon Fuel Standards* (LCFS) : programme des États de la Californie, de
- 4 l'Oregon et de Washington;
- 5 3. Crédit d'impôt à l'investissement, *Energy Credit* (section 48) : Loi fédérale.
- 6 4. Crédits d'impôt à la production, *Clean Fuel Production Credit* (section 45Z) : Loi
- 7 fédérale.

Renewable Fuel Standard (RFS)

8 Le RFS procure une valeur pour les biocarburants qui se destinent au secteur du

9 transport. Il est possible de produire des RINs sous cinq catégories. Pour le GSR, la

10 catégorie d'intérêt est le RIN D3, puisque la majorité du GSR se qualifie comme étant un

11 biocarburant sous ce crédit et que la majorité des crédits D3 proviennent du GSR ou du

12 biogaz.

13 Le graphique 16 montre une baisse de la valeur du D3 en 2024-2025, en partie à cause

14 d'un surplus de crédits. En juin 2025, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) a publié

15 les volumes requis des différentes catégories de carburant renouvelables, dont celle du

16 D3, pour les années 2026 et 2027. À partir de cette information et de la prévision des

17 crédits D3 pour les années à venir, Bloomberg estime que le surplus de crédits pourrait

18 se poursuivre, maintenant la valeur du crédit à des prix similaires à ceux de 2024-2025.

19 En juin 2025, l'EPA a publié des propositions de changements au programme RFS⁵, dont

20 une réduction de 50 % des RINs produits par des biocarburants importés, pour le même

21 volume de biocarburants. Selon la compréhension d'Énergir, cette proposition affecterait

22 directement deux LET du Québec dans leur capacité de générer des revenus avec des

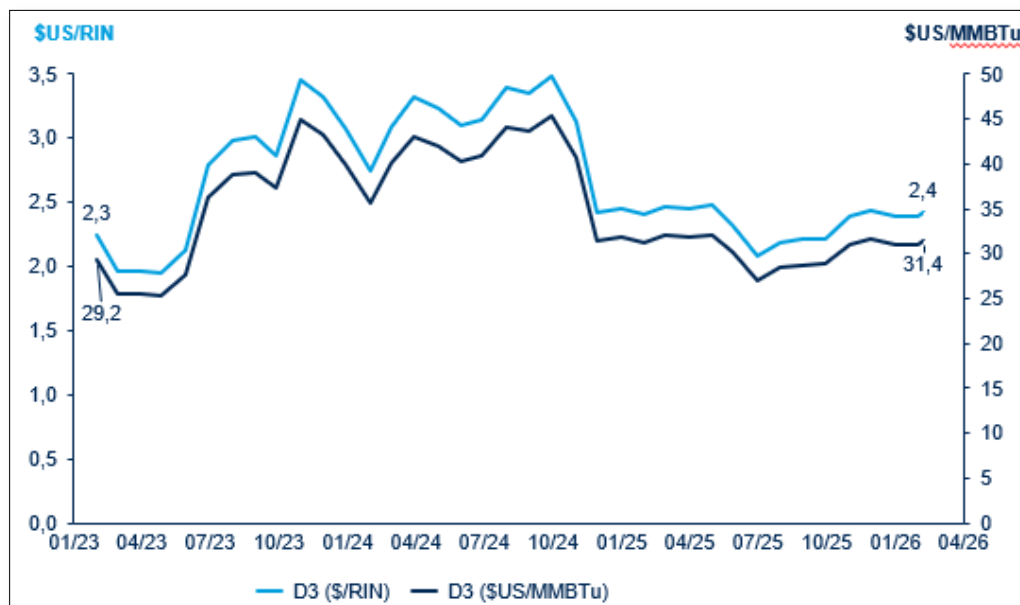
23 RINs D3, puisqu'ils produisent du GSR et l'exportent sur les marchés américains. Les

24 changements ont été proposés le 17 juin 2025 : une décision finale concernant ces

25 changements est toujours en attente.

⁵ [2025-11128.pdf](#), pp. 54-58.

Graphique 16
Historique de la valeur du crédit RIN D3
 2023 à février 2026



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025.

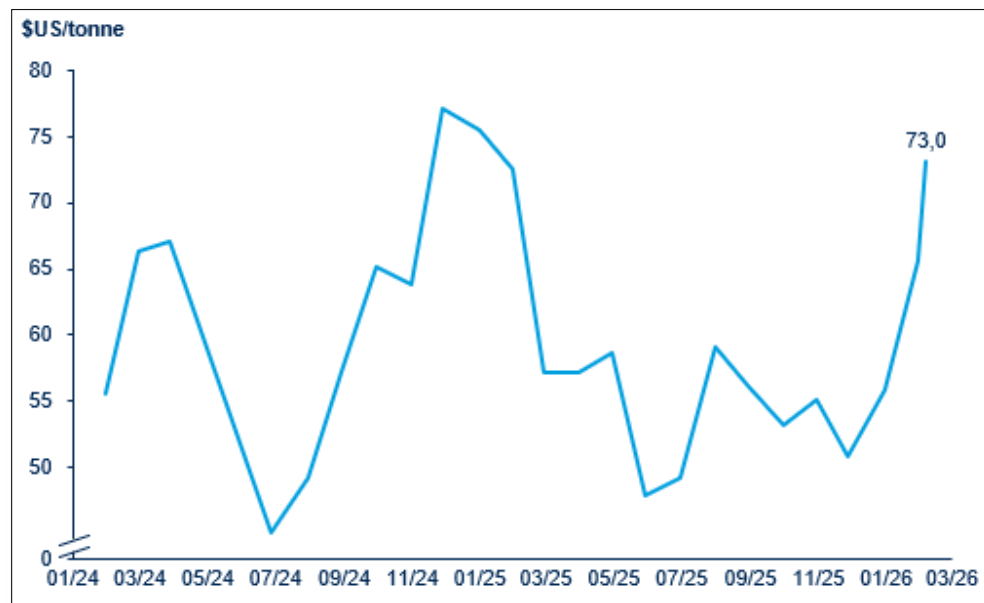
Low Carbon Fuel Standards (LCFS)

1 Le programme de la Californie est le programme de type LCFS le plus important aux
 2 États-Unis. Depuis son introduction en 2011, ce programme a été fondamental dans sa
 3 capacité à inciter la production et l'utilisation du GSR dans le secteur du transport.

4 Lors d'une période précédant 2020, les crédits du programme se transigeaient autour de
 5 200 \$US/tonne. En 2025, la valeur de ceux-ci s'établissait plutôt autour de 60 \$US/tonne.
 6 En mai 2025, le *California Air Resources Board* (CARB) a proposé des amendements au
 7 programme. Les changements majeurs consistaient à augmenter la cible de réduction de
 8 l'intensité carbone de 20 % à 30 % pour 2030, spécifier une cible de réduction de 90 %
 9 en 2045 et réduire l'intensité carbone de référence pour l'essence et le diesel. L'objectif
 10 de ces changements est d'augmenter la demande pour les crédits LCFS et ainsi
 11 augmenter les prix de ceux-ci. Les changements ont été approuvés et ont pris effet en
 12 juillet 2025, et nécessiteront du temps à pleinement prendre effet. Le prix des crédits a
 13 cependant montré des signes de reprise.

1 Avec un crédit à 73 \$US/tonne et une intensité carbone à 30 gCO₂e/MJ, la valorisation du
 2 LCFS est équivalente à 5,80 \$CAD/GJ (graphique 17).

Graphique 17
Historique de la valeur des crédits LCFS
 2024 à février 2026



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025.

Crédit d'impôt à l'investissement, *Energy Credit (section 48)*

3 Sous la section 48, l'*Inflation Reduction Act* (IRA) a étendu les *Investment Tax Credits*
 4 (ITC) afin d'inclure la production de GSR. Depuis l'adoption de l'IRA en 2022, des projets
 5 peuvent obtenir des ITC allant de 6 % à 30 % des coûts d'investissements (selon les
 6 critères en vigueur). Ces ITC ont contribué à la montée de la production de GSR en 2024.

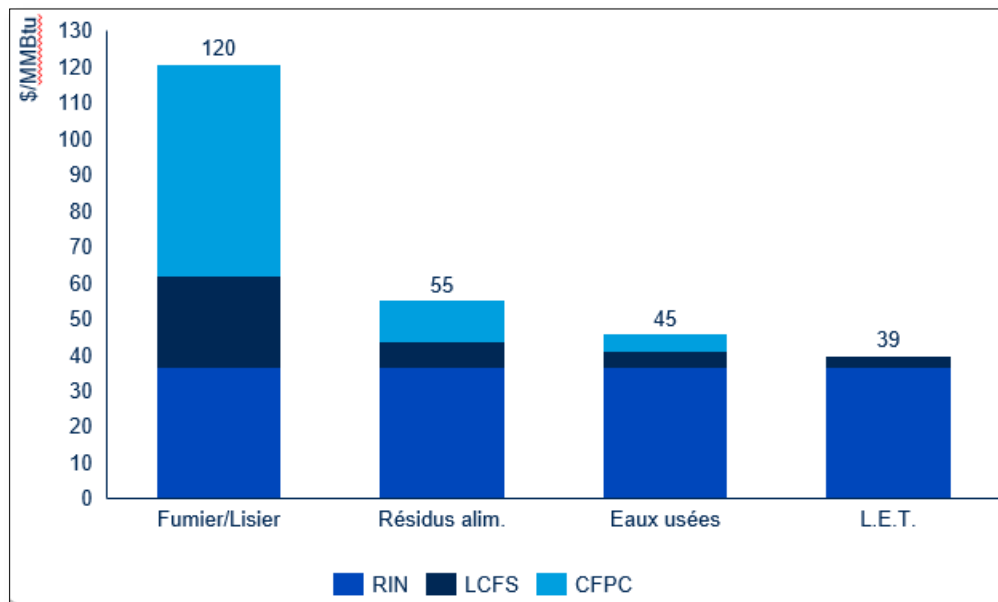
Crédits d'impôt à la production, *Clean Fuel Production Credit (section 45Z)*

7 Sous la section 45Z, l'IRA inclut un crédit d'impôt pour les biocarburants (incluant le GSR),
 8 le *Clean Fuel Production Credit* (CFPC), qui peut être utilisé dans le secteur du transport :
 9 les projets éligibles devraient être en mesure de produire des crédits cette année. Dans
 10 la proposition soumise par l'administration Biden en janvier 2025, le crédit serait disponible
 11 jusqu'en 2031 et permettrait aux producteurs de GSR d'obtenir une valeur selon l'intensité
 12 carbone de leur projet. Un projet basé sur du fumier avec une intensité carbone négative
 13 pourrait capter jusqu'à 60 \$US/MMBtu. L'administration Trump a proposé des

1 ajustements à la proposition, lesquels sont encore dans la phase de proposition et n'ont
2 pas été approuvés.

3 Si les propositions sous la section 45Z sont approuvées, et selon les données actuelles,
4 le graphique 18 présente la valorisation potentielle de différents projets dont le GSR serait
5 dédié au secteur du transport en Californie. Ces projets pourraient générer des revenus
6 allant de 40 \$US à 120 US\$ par MMBtu.

Graphique 18
Valorisation potentielle du GSR selon différents programmes incitatifs
Secteur du transport, Californie



Source : BloombergNEF - US Renewable Natural Gas Outlook 2025

7 Au Canada, le *Règlement sur les combustibles propres* (RCP) prend forme et opère selon
8 un principe similaire au LCFS de la Californie. Dans son rapport trimestriel du marché des
9 unités de conformité 2024, *Environnement et Changement climatique Canada* (ECCC)
10 partage les informations suivantes :

- 11 • Le prix moyen par trimestre a oscillé entre 149 \$ et 166 \$ sur 347 transactions et
12 représentant 3,33 millions d'unités de conformité;
- 13 • Les prix sont demeurés volatils avec un prix minimal de 3,52 \$ et un prix maximal
14 de 280 \$;

- 1 • Dans la catégorie 2 – combustible à faible intensité carbone, soit la catégorie
2 d'intérêt pour Énergir, les unités de conformité suivantes ont été produites :
- 3 ○ Liquides : 7,8 millions d'unités de conformité (biocarburant produit et
4 importé);
- 5 ○ Gazeux : 89 821 (biocarburant produit et importé).

6 Le marché des unités de conformité du RCP est encore dans sa phase initiale de
7 développement : Énergir continue de suivre son développement.

8 Quant aux résultats des appels d'offres de GSR, Énergir réfère à l'annexe Q-1.15 de la
9 pièce B-0052, Énergir-2, Document 8 du dossier R-4320-2025. Cette pièce présente les
10 résultats des appels d'offres d'approvisionnement en GSR pour les années 2021 à 2024.
11 Il est à noter qu'Énergir n'a pas procédé à des appels d'offres à l'automne 2025.

1.3 EN RÉSUMÉ

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

15 La production de gaz naturel en Amérique du Nord devrait poursuivre sa croissance au cours des
16 prochaines années, soutenue par une base de ressources abondantes et des coûts de production
17 compétitifs. Cette augmentation de l'offre vise à répondre à une demande structurellement en
18 hausse, principalement sur les marchés internationaux, dans un contexte où le gaz naturel
19 demeure un pilier de la résilience énergétique.

20 À court et moyen termes, le principal moteur de croissance de la demande demeure l'expansion
21 rapide des capacités de liquéfaction du gaz naturel, tant au Canada qu'aux États-Unis. Comme
22 l'an dernier, le développement de nouveaux projets de GNL exerce une pression haussière sur
23 la demande nord-américaine et joue un rôle clé dans l'absorption progressive des surplus de
24 production, particulièrement dans l'Ouest canadien.

25 En 2025, les conditions de marché ont été marquées par des déséquilibres régionaux importants.
26 À Empress, les prix du gaz naturel sont demeurés très faibles en raison d'un excédent structurel,
27 de niveaux de stocks élevés et de congestions persistantes sur les infrastructures de transport.

1 À l'inverse, le point de livraison à Dawn a affiché une dynamique plus saisonnière, avec une
2 volatilité accentuée et des pointes de prix extrêmes lors du vortex polaire de janvier 2026. À
3 moyen terme, malgré les investissements annoncés en transport et en infrastructures, ces
4 contraintes devraient continuer de maintenir des écarts de prix élevés entre l'Ouest et l'Est ainsi
5 qu'une certaine volatilité, jusqu'à ce que l'excédent de l'Ouest canadien soit durablement absorbé
6 par les nouvelles capacités de production de GNL destiné à l'exportation.

7 À plus long terme, à l'horizon 2030, les prix du gaz naturel au Canada sont toujours anticipés en
8 légère hausse, mais selon une trajectoire modérée et relativement stable. La croissance de la
9 demande industrielle et du GNL devrait être largement équilibrée par l'augmentation de la
10 production, limitant ainsi les pressions inflationnistes sur les prix tout en maintenant un
11 environnement de marché globalement favorable à l'approvisionnement.

12 La production de GSR demeure en pleine expansion, poussée par les différents programmes
13 incitatifs. La demande évoluera dans les prochaines années. Le secteur du transport, tout en
14 demeurant important, perdra en importance dû à sa saturation, au profit de la demande
15 réglementaire et volontaire des utilités gazières. Aux États-Unis, la valorisation du GSR repose
16 presque entièrement sur les crédits. Au Canada, le RCP commence à s'établir et pourrait
17 contribuer à soutenir la filière de production canadienne. De surcroît, à l'échelle de l'Amérique du
18 Nord, certaines utilités, dont Énergir, offrent des contrats d'achat à long terme.

CONCLUSION

Énergir demande à la Régie d'approuver son plan d'approvisionnement pour les années 2027-2030, incluant la présente vision long terme du contexte gazier.