

CANADA

Le gaz naturel canadien : atout pour l'économie canadienne, mais risque pour la transition énergétique ?

Cinquième producteur mondial de gaz naturel, le Canada vise à développer sa production et ses capacités d'exportation de gaz fossile pour renforcer son statut de "superpuissance énergétique", diversifier ses partenariats commerciaux et limiter ses dépendances aux États-Unis. La mise en service récente d'un premier terminal GNL en Colombie-Britannique (LNG Canada) a permis de commencer à exporter la production canadienne vers l'Asie et sera suivie dans les années à venir par plusieurs nouveaux terminaux sur la côte Pacifique. Sur le plan domestique, la consommation de cette ressource abondante et bon marché connaît une hausse importante, notamment pour la production d'électricité et pour l'industrie. La nouvelle stratégie nationale d'électrification consacre la place durable du gaz dans le mix électrique de certaines provinces, faisant craindre un ralentissement de la décarbonation de l'économie.

Le gaz naturel, des ressources et une production importantes mais une forte dépendance au marché américain

Le Canada est le 5^{ème} producteur mondial de gaz naturel (avec une production équivalant à 8,2 milliards de gigajoules en 2025¹) - une production qui a connu une hausse de 23% en 10 ans - **et le 4^{ème} exportateur mondial**. Les réserves prouvées du pays s'élèvent à 87 Tcf², mais le Canada dispose de larges réserves non conventionnelles et estime ses ressources gazières commercialisables à 1566 Tcf (environ 200 ans de production au rythme actuel). La production est portée en particulier par les provinces de l'Alberta (60% de la production) et de la Colombie-Britannique (39%), dont la part est en hausse constante (Annexe I). La mise en production de ressources non conventionnelles, en particulier depuis 2005 la formation de Montney partagée entre la Colombie-Britannique et l'Alberta (Annexe II), ainsi que les formations Horn River en BC et Duvernay en Alberta, ont plus que compensé le déclin des ressources conventionnelles. **La production totale a augmenté de 3,4 % en 2025 par rapport en 2024, atteignant un nouveau record.**

Cette production très régionalisée est ensuite acheminée vers le reste du Canada et vers les États-Unis par un vaste réseau de gazoducs transprovinciaux et de nombreux points de passages frontaliers (Annexe III). **45 à 47 % de la production est exportée (3,7 milliards de GJoules en 2025), le reste étant consommé au Canada.** Les exportations de gaz représentent 10 à 12 Mds CAD soit 2 à 3 % des exportations canadiennes en valeur. **Jusqu'en 2024, les exportations de gaz canadien étaient presque exclusivement destinées vers les États-Unis, avec une augmentation de 29% des exportations entre 2020 et 2025.** Si la mise en service en juillet 2025 du terminal GNL de Kitimat en Colombie-Britannique a permis de commencer à exporter directement vers l'Asie, la dépendance au marché américain demeure très forte. Les importations de gaz canadien représentent environ 10% de la consommation intérieure totale de gaz aux États-Unis, avec de fortes disparités en fonction des États fédérés : l'État de Washington, l'Oregon ou l'Idaho dépendent à près de 90% du gaz canadien, les États du Midwest autour de 45%, la Californie pour 30% de son approvisionnement. Le gaz canadien contribue par ailleurs aux exportations de GNL des USA, soit indirectement, en répondant à une part significative de la demande domestique américaine, soit directement, en étant mélangé au gaz produit aux États-Unis - sans qu'il ne soit possible d'en connaître la proportion précise dans le GNL exporté. C'est d'ailleurs le sens de la récente intervention de Witold Dzielski, ambassadeur de Pologne au Canada, disant « *qu'une partie du GNL qui vient des États-Unis vers l'Europe, vers la Pologne, est aussi canadien...mais il est vendu à un prix bien plus élevé* »³.

Une consommation intérieure en hausse, qui repose en partie sur des importations de gaz des États-Unis

Le gaz est la principale source d'énergie du Canada, avec plus de 40 % de la consommation d'énergie finale⁴. **La consommation intérieure s'est accrue d'un tiers en dix ans, pour atteindre un record de 5,3 milliards de GJ en 2025.** Cette hausse est très majoritairement due au secteur industriel (extraction pétrolière, pétrochimie, secteur manufacturier - plus de 50% de la consommation totale), et à la production d'électricité (12 à 15% de la consommation), tandis que la consommation du secteur résidentiel et commercial est restée globalement stable (Annexe IV). Elle s'explique d'une part par le remplacement du charbon par le gaz pour la production électrique, particulièrement en Alberta et en Ontario, se

traduisant par une baisse de 2/3 de la consommation de charbon depuis 2005, et par une augmentation forte de la consommation pour l'exploitation des sables bitumineux en Alberta (x 3,5 depuis 2005) (Annexe V).

La consommation intérieure pourrait être entièrement couverte par la production domestique, mais le Canada importe tout de même une partie de sa consommation de gaz depuis les Etats-Unis. 91% des importations du Canada passent par l'Ontario, qui a importé près de 75% de sa consommation intérieure de gaz en 2025. Les Provinces Maritimes dépendent quasi-totalement du gaz américain, même si un terminal d'importation de GNL est en opération à Saint John (Nouveau-Brunswick). Pour des raisons économiques, le gazoduc reliant les zones de production à l'Ouest à l'Ontario et au Québec (TC Canada, Annexe III.a) n'est pas utilisé à sa pleine capacité, au contraire des gazoducs de l'Ouest canadien (Annexe VII)⁵. Le coût de transport constitue en effet une part importante du prix du gaz, et il est plus économique pour les provinces de l'Est d'importer du gaz de schiste provenant des Appalaches, beaucoup plus proches que l'Alberta (Annexe VIII).

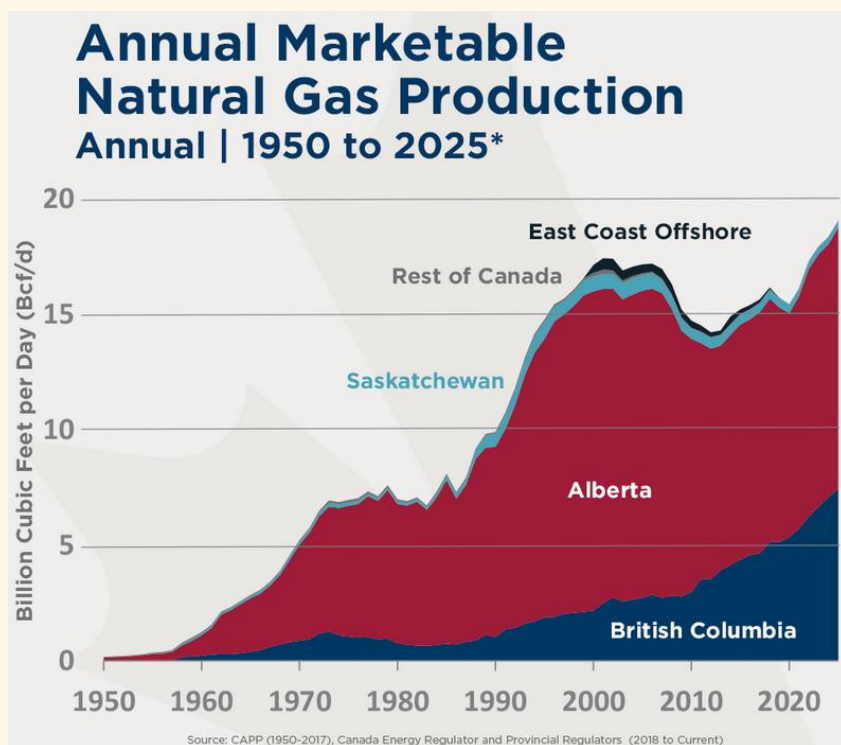
Le gouvernement fédéral a présenté le 14 mai dernier une stratégie nationale d'électrification qui prévoit de doubler la capacité électrique du pays et de renforcer les connexions électriques interprovinciales d'ici 2050. Cette stratégie vise à tirer parti du mix électrique assez décarboné du Canada (83%) pour accélérer la décarbonation des transports, du bâtiment et de l'industrie. Elle affirme toutefois le maintien d'un rôle important pour le gaz naturel dans le mix électrique canadien, dans un objectif de sécurité énergétique et de compétitivité. Dans certaines provinces, cela pourrait se traduire par une hausse du recours au gaz pour la production électrique, notamment pour répondre à la demande d'infrastructures de calcul pour l'IA (Alberta notamment).

Une politique assumée de développement du GNL, qui se renforce sous le gouvernement Carney

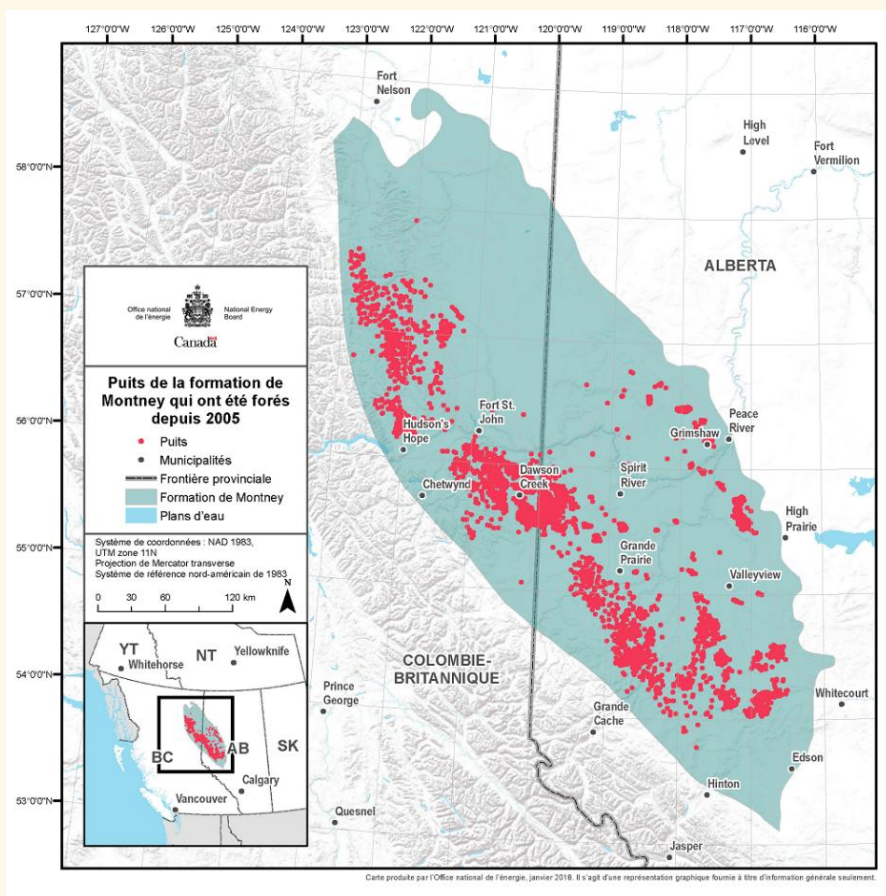
Dans un souci de diversification des exportations, le gouvernement fédéral soutient le développement d'infrastructures d'exportation de GNL depuis les années 2010, et de façon plus affirmée depuis 2018. Le gaz naturel canadien vendu par gazoduc aux Etats-Unis s'échange généralement entre 1 et 2.3 USD / kcf⁶, un prix 20 à 60% plus bas que l'indice de référence américain Henry Hub, en raison des contraintes logistiques liées au transport du gaz (Annexe IX). L'exportation par GNL offre la possibilité de capter beaucoup plus de valeur avec des prix définis en fonction de la demande mondiale. Un cadre incitatif a été mis en place avec un traitement fiscal favorable pour les promoteurs de GNL (notamment via une accélération de l'amortissement fiscal pour les équipements GNL), un soutien financier direct à l'investissement via le Fonds stratégique pour l'innovation, et une prolongation de la durée maximale des licences d'exportation de GNL de 25 à 40 ans, puis 50 ans à partir de 2025. Les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, provinces exportatrices, sont également favorables à l'exportation de GNL, ce qui a permis l'émergence de plusieurs projets sur la façade Ouest.

40 Mds CAD ont été investis dans la première phase du projet LNG Canada à Kitimat (Colombie-Britannique), entièrement financés par le privé (Shell, Petronas, PetroChina, Mitsubishi, KOGAS) – ce qui en fait le plus gros investissement privé de l'histoire du Canada. Mis en service en juillet 2025, le site de production et le terminal d'exportation a ouvert un premier accès direct aux marchés mondiaux. Le nouveau terminal permet de réduire de 10j le temps de livraison vers l'Asie par rapport aux terminaux GNL américains du Golfe du Mexique. En mars 2026, les exportations vers l'Asie représentaient déjà 17% du total des exportations, en hausse rapide (Annexe X), tandis que les exportations vers les Etats-Unis avait baissé de 11% par rapport à mars 2025. A terme, la capacité de ce terminal atteindra 14 Mt/an, et un projet d'extension prévoit de la porter à 28 Mt/an à horizon 2030. Six autres projets sont en cours sur la façade Pacifique, à différents stades d'avancement, et pourraient être opérationnels à partir de 2030, pour un total de 50 Mt/a de capacité d'exportation (Annexe XI)⁷. Deux d'entre eux ont été labellisés par le Bureau des grands projets en vue d'accélérer leur réalisation : la phase 2 de LNG Canada (14 Mt/an) et le projet Ksi Lisims LNG (12 Mt/an), porté par la première nation Nisga'a avec les sociétés Western LNG et Rockies LNG Partners.

A l'Est du pays, le paysage est moins dynamique. Bien que le Québec, et les Provinces maritimes disposent de ressources conséquentes en gaz de schistes, des moratoires provinciaux sur la fracturation hydraulique ont limité l'exploration de la ressource. La Nouvelle-Ecosse a levé l'interdiction début 2025, tandis que le débat politique s'intensifie dans les autres provinces. S'agissant des terminaux, le projet GNL Québec a été abandonné en 2022 en raison des impacts environnementaux (fjord du Saguenay), de l'opposition de la province de Québec et des Premières Nations. Un autre projet est évoqué avec un terminal à Baie-Comeau d'une capacité de 10 Mt/an et un gazoduc de près de 1000 km depuis le Nord de l'Ontario, mais il demeure à ce stade très hypothétique.



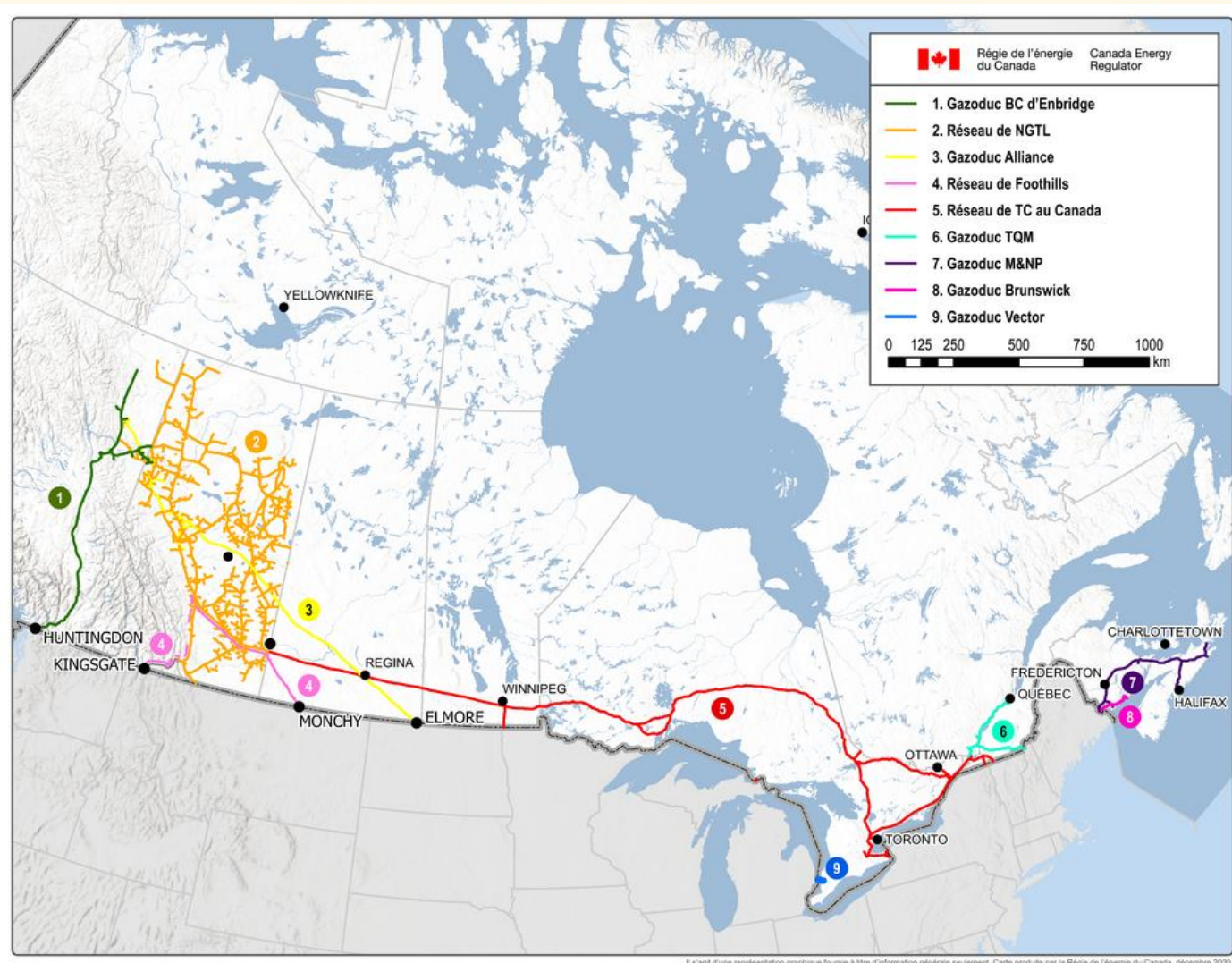
ANNEXE II : Formation de Montney : localisation et forages depuis 2005



Source : Régie de l'énergie du Canada

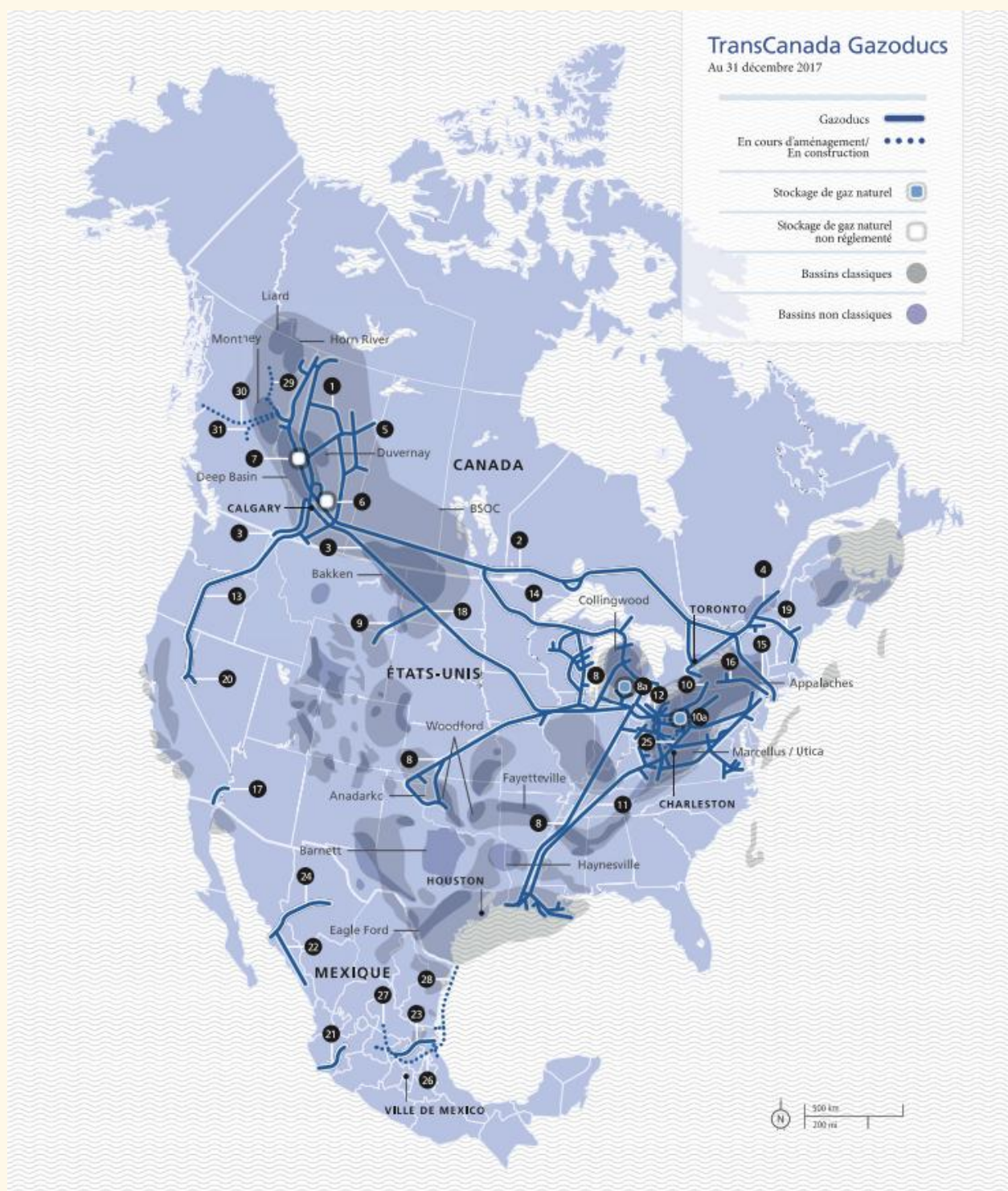
ANNEXE III

III.a - Réseau de gazoducs au Canada (2021)

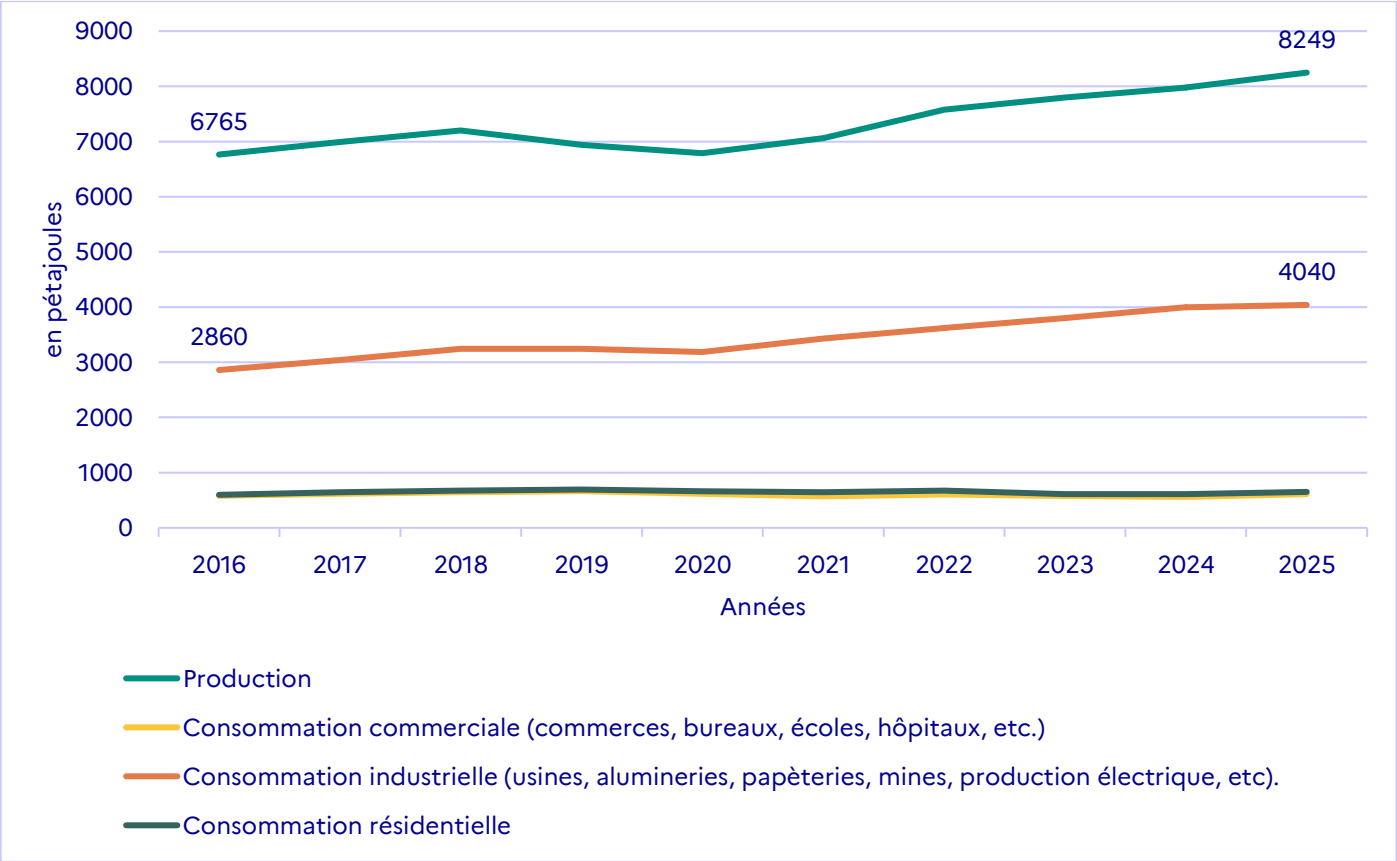


Source : Régie de l'énergie du Canada

III.b - Réseau de gazoducs en Amérique du Nord (2017) – Source : TC Energy

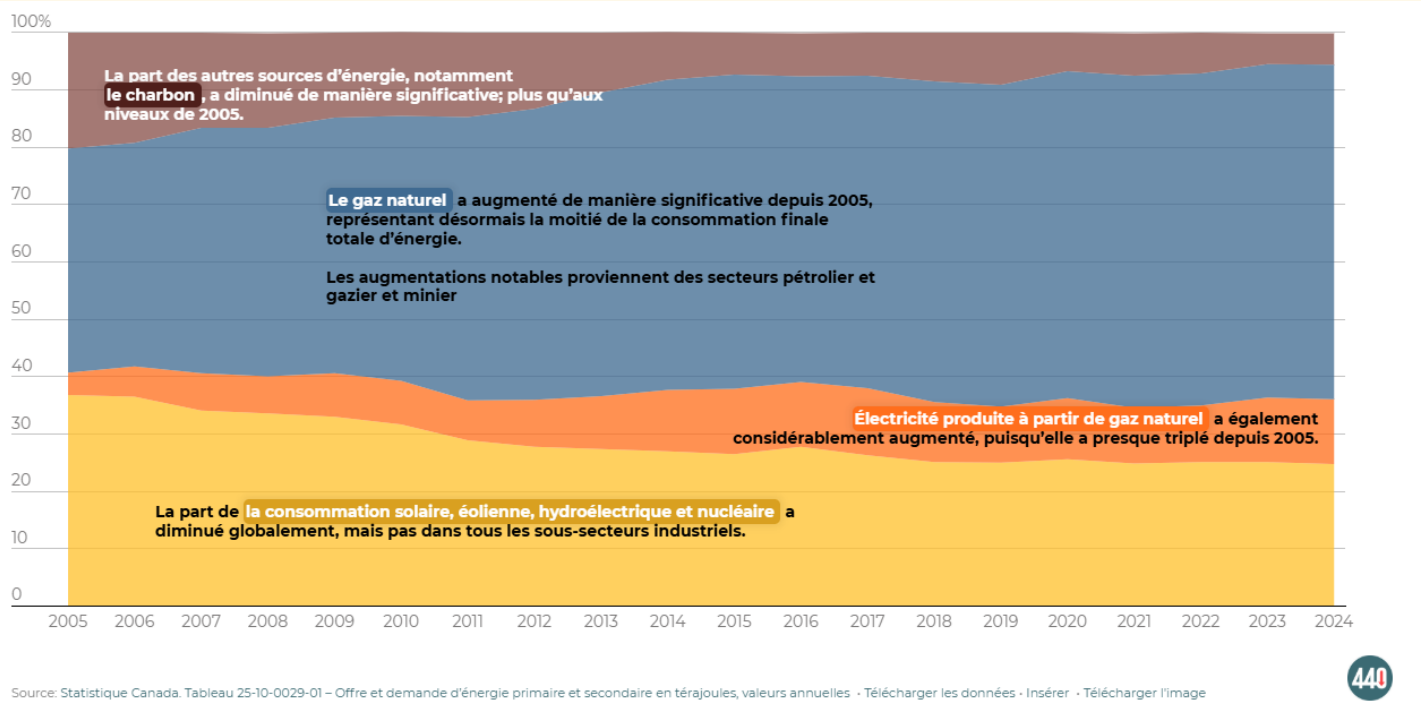


ANNEXE IV : Evolution de la production et de la consommation intérieure de gaz au Canada (2016-2025) - Source : Statistiques Canada

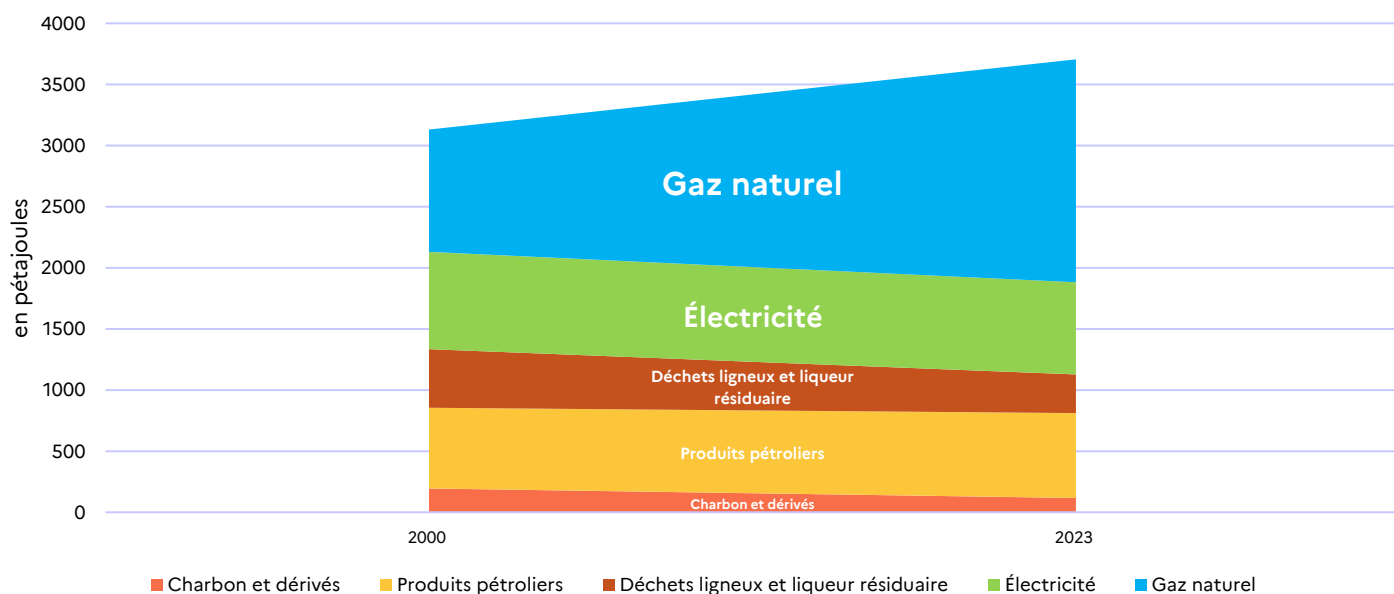


ANNEXE V

V.a - Répartition par source de la consommation d'énergie par le secteur industriel (2005-2024) - Source : Institut Climatique du Canada



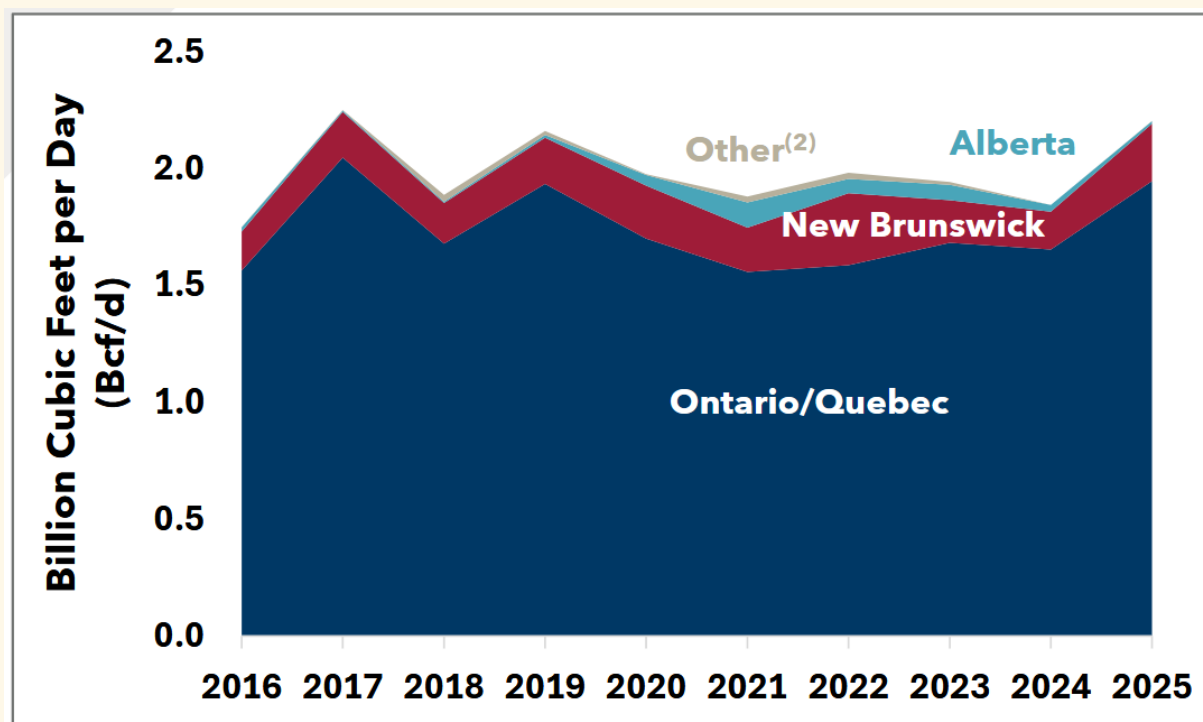
V.b - Consommation d'énergie en valeur absolue par source pour le secteur industriel (2000-2023) - Source : Statistiques Canada



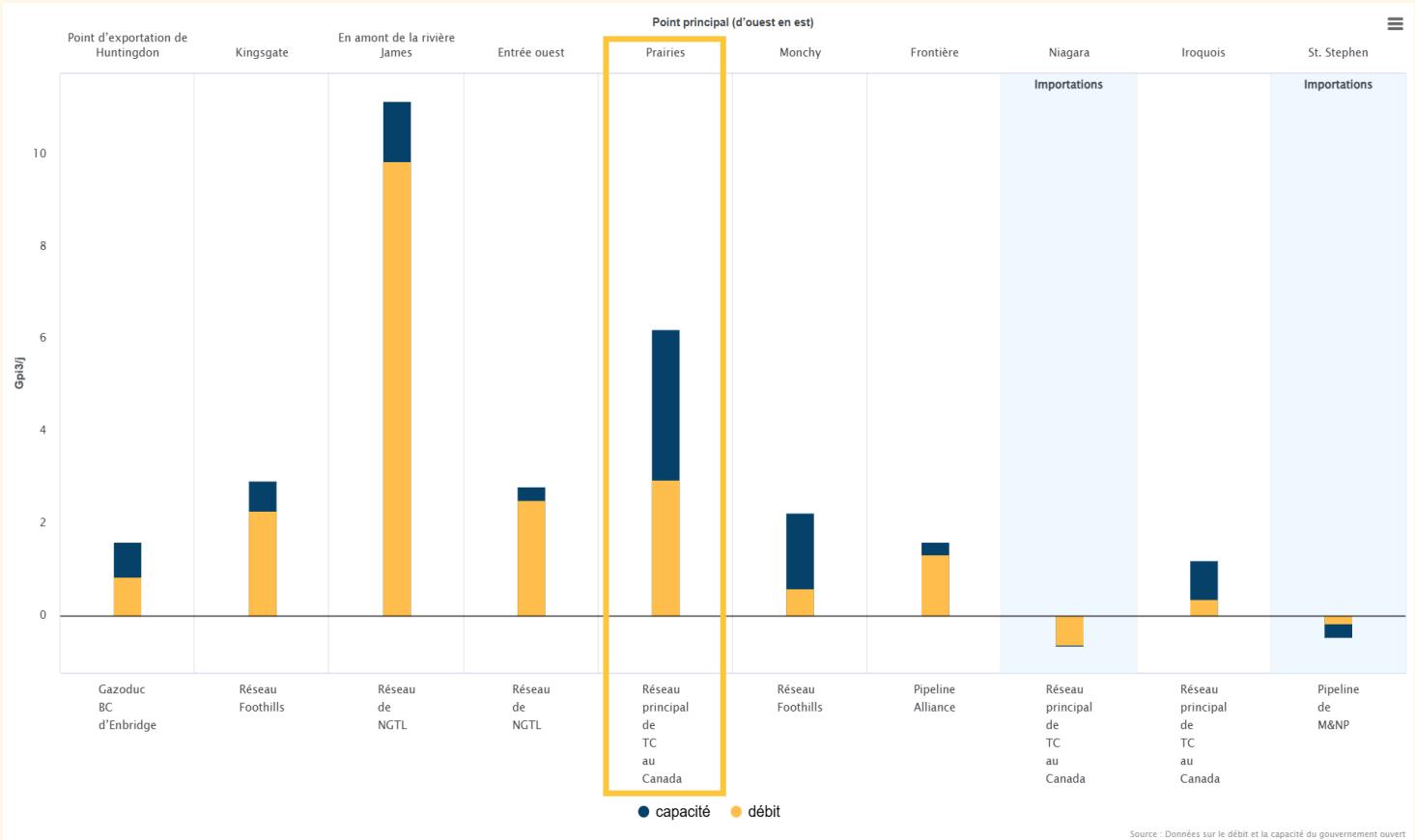
Remarque : les données utilisées dans le graphique V.a et V.b n'ont pas la même origine, ce qui explique la différence de catégorisation des sources d'énergie du secteur industriel.

ANNEXE VI : Importation de gaz des Etats-Unis par province (2016-2025)

Source : Statistiques Canada, retravaillé par CAPP

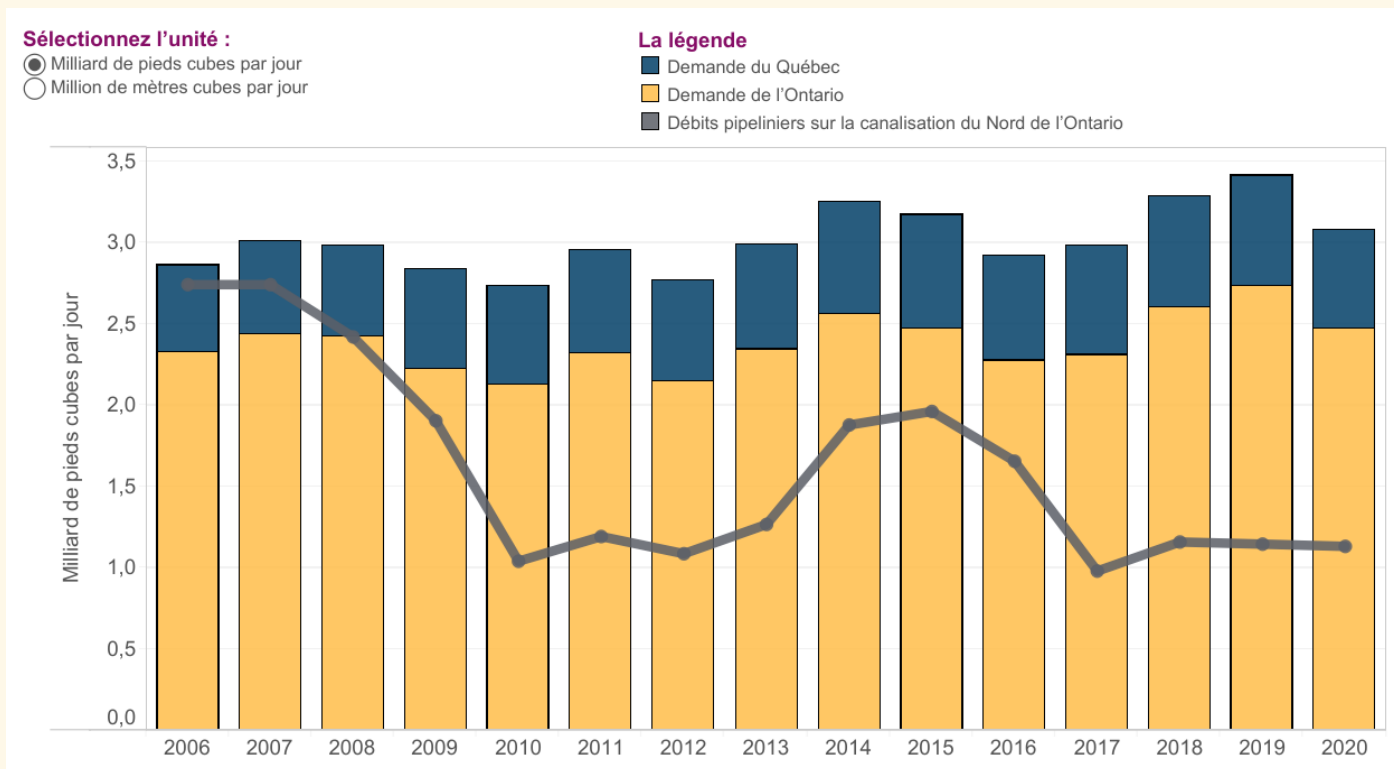


ANNEXE VII : Utilisation des réseaux de gazoduc au Canada – Source : Régie de l'énergie du Canada

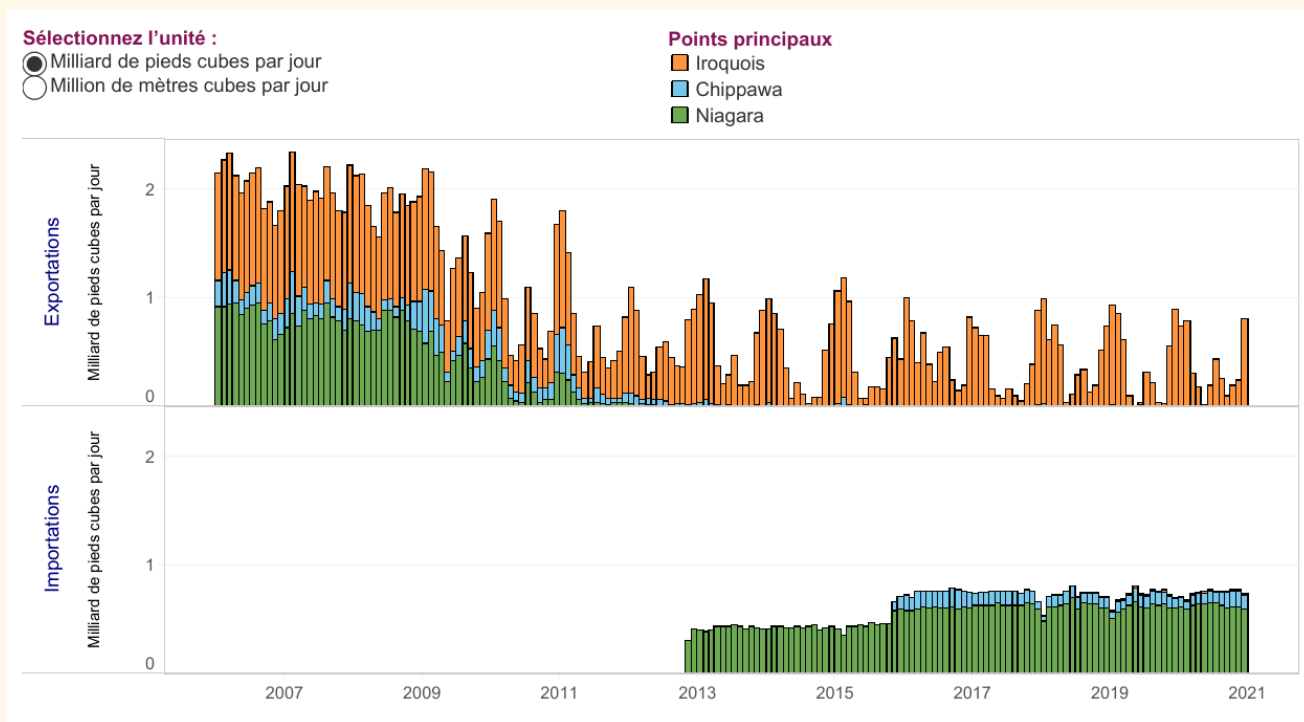


ANNEXE VIII

VIII.a - Evolution de la demande en gaz naturel et niveau de débits pipeliniers en Ontario et au Québec – Source : Régie de l'énergie du Canada



VIII.b - Evolution des importations et des exportations à trois points clés en Ontario – Source : Régie de l'énergie du Canada



Remarque : Les importations à ces importants points frontaliers ont augmenté de 31 % entre 2016 et 2021, la plus grande partie du gaz passant par Niagara. Le gaz importé à ces points provient de la production dans le bassin appalachien (USA).

ANNEXE IX : Prix du gaz naturel canadien en référence au prix du gaz naturel états-unien –

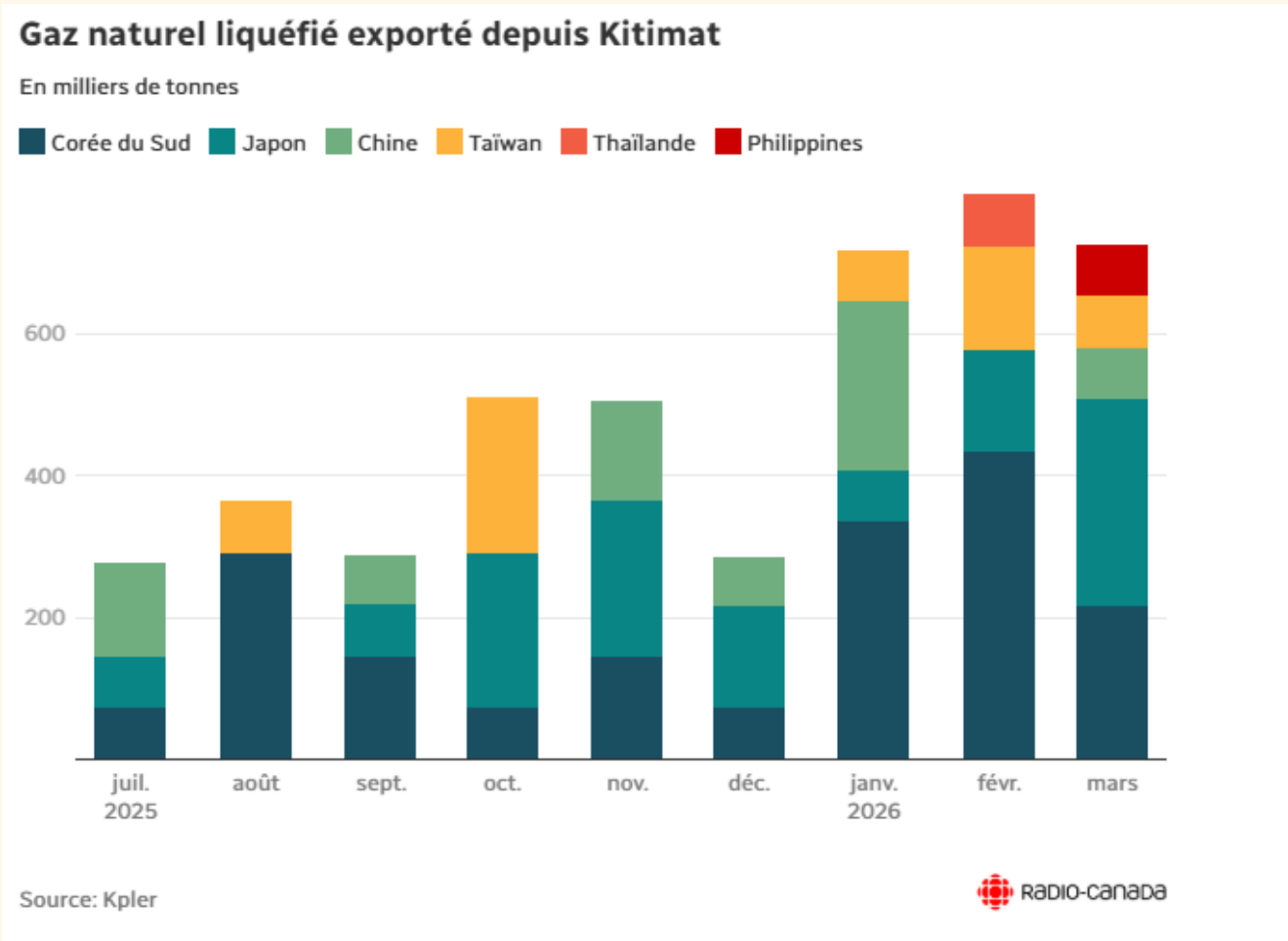
Source : *Prévisions des prix de l'énergie, du pétrole et du gaz, Deloitte Canada, 31 mars 2026*

Remarques :

- L'AECO (Alberta Energy Company) : Les prix pratiqués au carrefour AECO, situé aux installations de stockage gazier de Niska, en Alberta, sont ceux de référence au Canada pour le gaz naturel sur le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »). AECO-C est devenu le point de commerce virtuel à l'origine d'un prix uniforme sur ce même réseau.
- NYMEX : prix de référence nord-américain du gaz naturel, établi au point de livraison Henry Hub en Louisiane et négocié sur le marché à terme du NYMEX

Année	Prix moyen de référence \$ CA/kpi³ Courant	Prix moyen AECO en Alberta \$ CA/kpi³ Réel	Prix moyen AECO en Alberta \$ CA/kpi³ Courant	Ventes directes stat. 2 C.-B. \$ CA/kpi³ Courant	Henry Hub du NYMEX \$ US/kpi³ Réel	Henry Hub du NYMEX \$ US/kpi³ Courant
Historique						
2023	2,59 \$	2,93 \$	2,69 \$	2,23 \$	2,76 \$	2,54 \$
2024	1,24 \$	1,42 \$	1,36 \$	1,09 \$	2,29 \$	2,19 \$
2025	1,51 \$	1,74 \$	1,71 \$	0,99 \$	3,60 \$	3,53 \$
2026						
H, 3 mois	2,23 \$	2,04 \$	2,04 \$	1,89 \$	4,81 \$	4,81 \$
P, 9 mois	1,95 \$	2,15 \$	2,15 \$	1,85 \$	3,60 \$	3,60 \$
Moyenne	2,02 \$	2,12 \$	2,12 \$	1,86 \$	3,90 \$	3,90 \$
Prévisions						
2026	1,95 \$	2,15 \$	2,15 \$	1,85 \$	3,60 \$	3,60 \$
2027	2,50 \$	2,65 \$	2,70 \$	2,40 \$	3,80 \$	3,90 \$
2028	3,10 \$	3,20 \$	3,35 \$	3,00 \$	4,00 \$	4,15 \$
2029	3,20 \$	3,20 \$	3,40 \$	3,10 \$	4,00 \$	4,25 \$
2030	3,25 \$	3,20 \$	3,45 \$	3,15 \$	4,00 \$	4,35 \$
2031	3,30 \$	3,20 \$	3,55 \$	3,20 \$	4,00 \$	4,40 \$
2032	3,40 \$	3,20 \$	3,60 \$	3,25 \$	4,00 \$	4,50 \$
2033	3,45 \$	3,20 \$	3,70 \$	3,35 \$	4,00 \$	4,60 \$

Lecture : En 2025, le prix moyen AECO en Alberta s'élevait à 1,74 CAD/kpi³, ce qui correspond à environ 1,26 USD contre 3,60 USD pour le gaz naturel d'Henry hub (référence états-unienne). Cette différence de prix est notamment due aux contraintes d'infrastructures et aux capacités d'exportations canadiennes encore limitées, ce qui fait chuter les prix.



ANNEXE XI : Liste des projets de terminaux GNL sur la façade Pacifique du Canada – Source :
Gouvernement du Canada

Projets proposés et en cours de construction		
Projet	Volumes d'exportation de GNL, MTPA	Volumes d'exportation de GNL, milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j)
Licence d'exportation – 40 ans		
Phase 1 de LNG Canada Kitimat, C.-B.	14	1,84
Phase 2 de LNG Canada Kitimat, C.-B.	14	1,84
Woodfibre LNG Squamish, C.-B.	2,1	0,28
Ksi Lisims LNG Gingolx, C.-B.	12	1,58
Licence d'exportation – 25 ans		
Tilbury LNG Phase 2 Delta, C.-B.	2,5	0,33
Cedar LNG Kitimat, C.-B.	3	0,39
Pas encore de demande de licence d'exportation		
Summit Lake PG LNG Prince George, C.-B.	2,7	0,36

NOTES DE FIN

¹ Soit une production moyenne de 19 milliards de pieds cubes par jour (Bcf/j). A titre de comparaison, les Etats-Unis, plus grand producteur de gaz naturel, a atteint en 2025 une production de 118,5 Bcf/j, ce qui équivaut à près de 44 térajoules en 2025. Dans la présente note, les gigajoules (potentiel énergétique) ont été dans la mesure du possible privilégiés pour les données de production/ importations/ exportations de gaz, car il s'agit d'intégrer à la fois le gaz prélevé et transporté à l'état gazeux, et le gaz naturel liquéfié (GNL), dont les volumes sont divisés par 600 au moment du transport.

² TcF = trillion cubic feet, soit mille milliards de pieds cubes. 87 TcF sont équivalents à environ 91 milliards de GJ.

³ Intervention de Witold Dzielski à CBC, après avoir été interrogé sur la demande polonaise pour le GNL canadien. Il est cependant difficile de tracer le gaz naturel canadien car celui-ci est fongible dans le gaz naturel américain, une fois la frontière passée. Une étude Deloitte Canada en 2022 indiquait cependant qu'une partie du gaz canadien était exporté par les Etats-Unis vers l'Europe. Il est d'ailleurs à noter qu'en 2024, les Etats-Unis exportent 2,5 fois plus qu'ils n'importent de gaz naturel.

⁴ La consommation d'énergie primaire du Canada en 2023 était de 12 538 pétajoules (PJ). La consommation d'énergie finale du Canada en 2023 était de 9 093 PJ. La consommation totale d'énergie finale a augmenté de 13 % entre 2000 et 2023.

⁵ Les gazoducs qui acheminent le gaz produit dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») vers les USA ont continué d'être utilisés à pleine capacité aux principaux points d'exportation en 2025. Il s'agit principalement des réseaux suivants : Réseau de NGTL, Pipeline Alliance, Pipeline Westcoast, Pipeline Foothills.

⁶ kcF = 1000 pieds cubes

⁷ Parmi les projets les plus avancés, on trouve celui de Ksi Lisims (près de Prince Rupert, nord de la Colombie-Britannique), qui a obtenu son certificat d'évaluation environnementale en septembre 2025 et a été intégré à la liste des « projets d'intérêt national » en novembre par le Bureau des Grands Projets (créé par le gouvernement grâce à la loi dite « C-5 » votée par le Parlement en juin 2025). On trouve aussi, dans les projets bien avancés, celui de Woodfibre LNG (près de Squamish, aussi en Colombie-Britannique), dont la construction active a déjà commencé (depuis l'automne 2023) et qui entend pouvoir livrer 2 MTPA de GNL à partir de 2027.