

MAI 2025

# LE BATEAU EST PASSÉ :

LA JUSTIFICATION  
ÉCONOMIQUE MANQUANTE  
DE L'EXPORTATION DE  
GNL VIA LA CÔTE EST  
CANADIENNE

INVESTISSEURS *pour*  
L'ACCORD DE PARIS

## TABLE DES MATIÈRES

Sommaire exécutif	3
Introduction	6
1. Le projet GNL Québec	6
2. Des marchés d'exportation incertains pour le GNL via l'Est canadien	7
3. L'offre excédentaire imminente de GNL	10
4. Les coûts élevés des infrastructures énergétiques canadiennes	11
5. Autre vulnérabilité économique du Canada : la dépendance excessive aux combustibles fossiles	15
6. Le GNL ne réduit pas les émissions mondiales de manière notable	16
7. Options pour renforcer l'économie canadienne	19
Conclusion	22

# SOMMAIRE EXÉCUTIF

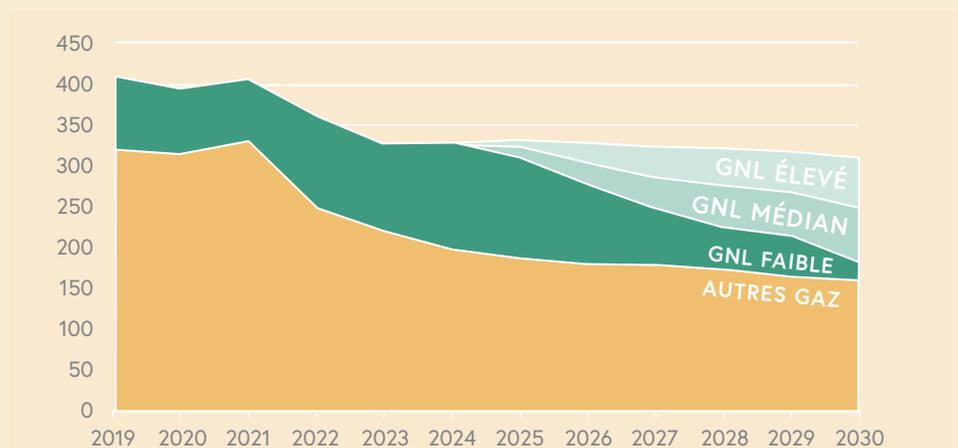
Les menaces tarifaires de l'administration Trump ont fait resurgir l'idée de relancer le projet de transport de gaz naturel liquéfié (GNL) à travers l'Est du Canada dans le but de diversifier les exportations de gaz canadien. Toutefois, la justification économique en faveur du développement de nouveaux projets de GNL sur la côte est pour approvisionner deux marchés d'exportation clés, l'Europe et l'Asie, est faible pour les raisons suivantes :

- Le principal marché proposé - l'UE - réduit sa demande de gaz ;
- Le marché alternatif - l'Asie - développe des alternatives au GNL et a accès à des fournisseurs de plus grande proximité et moins coûteux que la côte est du Canada ;
- Le marché du GNL sera en situation d'offre excédentaire au cours des prochaines années ;
- Les coûts de construction au Canada ne sont pas compétitifs au niveau mondial, les grands projets dépendant de milliards de dollars en soutien public pour être viables.

En réponse à l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022, l'UE a mis en place le programme « REPowerEU », dont les objectifs étaient de trouver des alternatives aux approvisionnements en gaz russe et de réduire la demande européenne en gaz naturel grâce au déploiement d'énergies renouvelables et à des mesures d'efficacité énergétique. Entre 2022 et 2024, l'UE a développé d'importantes nouvelles infrastructures d'énergies renouvelables, permettant une réduction de 18 % de sa demande de gaz.

La demande européenne de gaz devrait poursuivre sa tendance à la baisse à l'avenir. L'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) prévoit une réduction de la demande de GNL de 26 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2024, passant de 135 milliards de mètres cubes (mmc) à environ 100 mmc en 2030.

## PERSPECTIVES DE DEMANDE DE GNL ET D'AUTRES SOURCES DE GAZ EN EUROPE, 2019-2030



Source: Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)

Si le développement rapide de l'Asie laisse présager une augmentation significative de la demande énergétique globale dans la région, les prévisions concernant le GNL ont toutefois rencontré des obstacles au cours de la dernière décennie. Le Japon et la Corée du Sud, par exemple, ont tous deux considérablement augmenté leur production d'énergie nucléaire, alors que la Chine a mis en place un bouquet de mesures incitatives en faveur de son marché intérieur afin de stimuler sa production nationale de gaz. En outre, le projet de gazoduc Power of Siberia 2 devrait permettre d'exporter 50 mmc supplémentaires par an de gaz russe vers la Chine – à un prix nettement inférieur à celui du GNL. L'Inde est en grande partie approvisionnée dans le cadre de contrats à long terme par le Qatar, qui prévoit de doubler sa production de GNL entre 2024 et 2030 à un prix inférieur à celui de tous les projets canadiens.

Le marché mondial du GNL devrait également connaître une situation d'offre excédentaire au cours des prochaines années. L'Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) prévoit qu'entre 2024 et 2028, l'approvisionnement mondial de GNL augmentera de 40 %, une hausse sans précédent, sous l'impulsion du Qatar et des États-Unis. Les prévisions de croissance de la demande ayant été revues à la baisse pour les plus importants acheteurs mondiaux, cela exercera une pression à la baisse sur les prix, menaçant la viabilité des projets canadiens.

De plus, la géographie du Canada engendre des coûts élevés et rend difficile l'évaluation précise des projets. Le coût initial du projet GNL Québec, qui comprend un gazoduc de 750 km, une usine de liquéfaction et un terminal d'exportation, était estimé à 13,7 milliards \$ (en dollars de 2018), soit 16,9 milliards \$ en dollars de 2025. Cette estimation est probablement sous-évaluée si on considère que la Phase 1 du projet LNG Canada, qui comprend des installations de liquéfaction et d'exportation, a coûté 18 milliards \$, sans compter le gazoduc de 14,5 milliards \$. En appliquant les facteurs de dépassement de coûts observés lors de la Phase 1 de LNG Canada et de Coastal Gaslink à l'estimation de 16,9 milliards \$ de GNL Québec, le coût réel du projet pourrait s'élever au double de cette estimation, soit de plus de 33 milliards \$ en dollars de 2025.

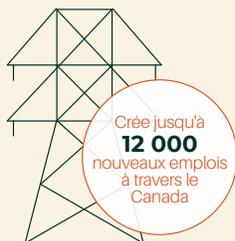
Par ailleurs, les récents projets d'infrastructure énergétique ont tous nécessité un financement public pour être viables. En mettant de côté la question du capital, GNL Québec aurait besoin de 550 MW d'électricité fournis par Hydro-Québec. Si cette demande est acceptée, l'électricité serait vendue au tarif préférentiel industriel (Tarif L).

Allouer d'importantes ressources publiques et privées supplémentaires au développement du pétrole et du gaz renforcerait encore davantage la dépendance économique du Canada à l'égard du secteur des combustibles fossiles. Entre 2000 et 2021, le secteur du pétrole et du gaz représentait environ 5 % du PIB canadien, ce chiffre atteignant respectivement 21 % et 25 % en Alberta et à Terre-Neuve. Le gaz s'est révélé vulnérable à des événements mondiaux imprévisibles, et une grande incertitude plane sur l'avenir de cette matière première, dont les prévisions de demande varient considérablement. La perspective de développer la capacité d'exportation de GNL du Canada revient à échanger un partenaire peu fiable contre une matière première peu fiable.

Les partisans du GNL affirment que le Canada peut favoriser la réduction des émissions au niveau mondial en augmentant les exportations de GNL pour remplacer le charbon. Cette idée est erronée à deux égards, d'une part parce que le GNL est trop cher pour remplacer le charbon à grande échelle, et d'autre part, même si le GNL pouvait remplacer le charbon à un coût abordable, il ne permettrait pas de réduire significativement les émissions.

S'il est nécessaire de diversifier et de renforcer notre économie, cela doit reposer sur des opportunités commerciales viables. Pour les investisseurs prévoyants, l'amélioration de l'intégration électrique entre l'Est et l'Ouest, l'investissement dans les minéraux critiques et le développement du transport ferroviaire de passagers à grande vitesse sont autant d'opportunités économiques qui méritent d'être exploitées.

## Secteurs clés pour la transition



### Réseau électrique est-ouest

#### Électricité plus abordable

La connectivité interprovinciale permet une allocation efficace de l'énergie.

#### Plus d'énergies renouvelables

Meilleure intégration des énergies éolienne, solaire et hydroélectrique dans les provinces.

#### Renforcer la sécurité énergétique nationale

Réduction de la dépendance face aux États-Unis.



### Minéraux critiques

#### Essentiels pour la transition énergétique

Les véhicules électriques, les batteries et les technologies propres nécessitent des minéraux critiques, notamment le lithium et le nickel.

#### Augmentation de la demande mondiale

L'évolution mondiale vers des économies sobres en carbone fait des minéraux critiques des actifs stratégiques.

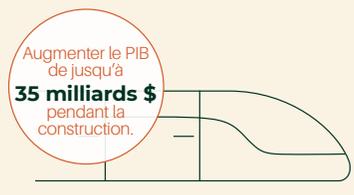


#### Lithium

La demande mondiale pourrait augmenter de 700% d'ici 2040

#### Nickel

La demande pour les technologies propres pourrait augmenter de 300% d'ici 2040



### Train à grande vitesse

#### Créer de bons emplois

La construction, l'exploitation et l'entretien offrent des emplois à long terme si les projets proposés dans l'est du Canada et en Alberta démarrent.

#### Stimuler le commerce interprovincial

La circulation plus rapide et plus efficace des personnes et des marchandises stimule les échanges économiques.

# INTRODUCTION

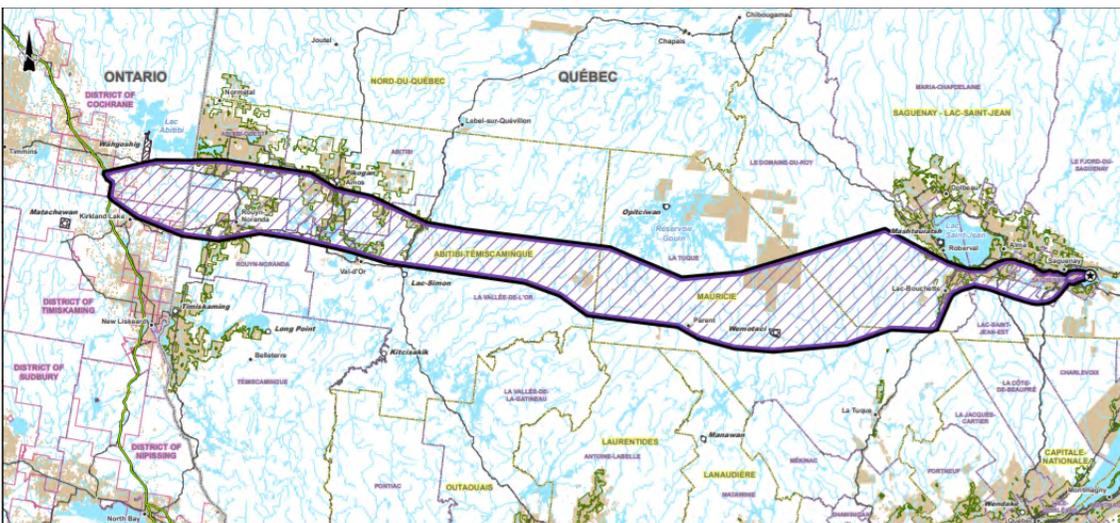
Les menaces de l'administration Trump ont fait resurgir l'idée de relancer le projet de transport de gaz naturel liquéfié (GNL) à travers l'Est du Canada dans le but de diversifier les exportations de gaz canadien. Les partisans de ce projet affirment que les voies d'exportation de la côte Est permettraient d'accéder à l'Union européenne et à d'autres marchés. Bien qu'il existe au Canada plusieurs projets d'exportation prévus et proposés pour exporter du GNL vers la côte Ouest du pays, le principal projet qui occupe les esprits des responsables politiques de la côte Est est GNL Québec.

Cette note analyse l'environnement économique et commercial d'un projet d'exportation de GNL via la côte Est du Canada. Nous commençons par examiner les perspectives de l'offre et de la demande pour le GNL, puis nous analysons les risques économiques liés à une dépendance excessive aux combustibles fossiles. Nous passons ensuite en revue le coût des récents projets d'infrastructures énergétiques au Canada et l'empreinte environnementale du GNL. Enfin, nous examinons différentes alternatives pour renforcer la résilience économique du Canada.

## 1. LE PROJET GNL QUÉBEC

Initialement proposé en 2015, le projet GNL Québec comprend deux éléments : Gazoduc, un gazoduc de 750 km visant à transporter 1,3 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel entre le nord de l'Ontario et Saguenay, et Énergie Saguenay, une usine de liquéfaction et des installations maritimes à Grande-Anse destinées à l'exportation de GNL vers les marchés internationaux. Au moment où le projet a été présenté, le coût d'un gazoduc était estimé à 4,2 milliards \$, et celui de l'usine de liquéfaction à 9,5 milliards \$, pour un coût total de 13,7 milliards \$.

IMAGE 1: CORRIDOR PROPOSÉ POUR LE PROJET GNL QUÉBEC, DU NORD DE L'ONTARIO À SAGUENAY



Source : GNL  
Québec / Symbio  
Infrastructure

En 2021, à la suite de l'évaluation du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) du Québec, le gouvernement québécois a rejeté le projet GNL Québec, invoquant trois raisons :

1. Le fait que le projet pourrait ralentir la transition énergétique des pays clients du projet.
2. L'absence de garantie quant au remplacement du charbon par le GNL sur les marchés d'exportation.
3. L'insuffisance des mesures d'atténuation des émissions en amont proposées par les producteurs et les distributeurs de gaz<sup>1</sup>.

Quelques mois plus tard, en 2022, le gouvernement canadien rejetait aussi le projet, invoquant un rapport de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada concluant qu'il aurait des effets importants sur les émissions de GES et sur les mammifères marins dans le fjord du Saguenay<sup>2,3</sup>.

## 2. DES MARCHÉS D'EXPORTATION INCERTAINS POUR LE GNL VIA L'EST CANADIEN

Si le marché logique pour le GNL de la côte Est est l'Europe, l'Asie est aussi considérée comme une destination potentielle pour l'exportation du GNL depuis l'Est canadien. Cependant, la demande en GNL canadien dans ces deux régions du monde est incertaine.

### EUROPE

Le marché européen du gaz a connu une période tumultueuse depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie en février 2022. La grande majorité des livraisons de gaz russe à l'Union européenne ayant été interrompues, notamment en raison de la fermeture des gazoducs Nord Stream 1 et 2, les prix ont bondi, passant d'une moyenne quinquennale d'environ 25 €/MWh à un niveau historique de près de 350 €/MWh, avant de revenir à des niveaux maîtrisables en 2023 (autour de 35 €/MWh), bien que légèrement supérieurs à ceux d'avant la guerre<sup>4</sup>.

- 1 Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, [Le gouvernement du Québec n'autorise pas le projet de liquéfaction de gaz naturel Énergie Saguenay](#), (juil. 2021).
- 2 ICI Radio-Canada, [Au tour d'Ottawa de dire non au projet Énergie Saguenay de GNL Québec](#), (fév. 2022).
- 3 Agence d'évaluation d'impact du Canada, [Projet Énergie Saguenay: Rapport d'évaluation environnementale](#), (nov. 2021), p. III.
- 4 Trading Economics, [EU Natural Gas TTF - Price](#), (consulté en mai 2025).

En réaction, l'UE a rapidement mis en place le programme « REPowerEU », doté d'un budget de près de 300 milliards €, visant non seulement à trouver une alternative aux approvisionnements en gaz russe, mais aussi à réduire la demande européenne en gaz naturel dans son ensemble grâce au déploiement d'énergies renouvelables et à des mesures d'efficacité énergétique<sup>5</sup>.

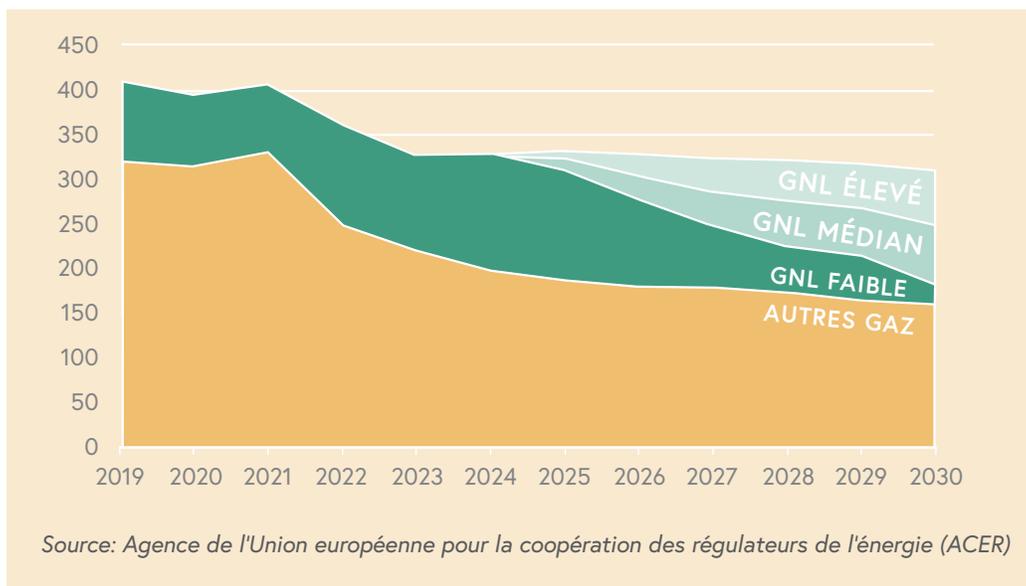
En deux ans, pour réduire la part des approvisionnements en gaz russe de 45 % à 15 %, les importations de GNL sont passées de 16 % à 36 % des approvisionnements gaziers européens, et l'approvisionnement via le réseau de gazoducs est passé de 39 % à 49 %<sup>6</sup>. Puis, les importations de GNL ont commencé à diminuer après 2023 à la suite de l'adoption des mesures de réduction de la consommation de gaz.

Parmi ces mesures, 96 GW d'énergie solaire et 33 GW d'énergie éolienne ont été installés, soit une augmentation de 36 % de la capacité installée en énergies renouvelables, en plus de 5,25 millions de nouvelles thermopompes. L'ensemble de ces mesures a engendré une réduction de 18 % de la demande en gaz dans l'Union européenne entre 2022 et 2024<sup>7</sup>.

Selon l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), la demande européenne en gaz devrait poursuivre sa tendance à la baisse dans les années à venir, diminuant de 6 % à 44 % d'ici 2030 selon le scénario. Cette réduction de la demande devrait permettre à l'UE de se passer entièrement du gaz russe d'ici à 2027 environ<sup>8</sup>. En outre, la fin éventuelle de l'invasion russe en Ukraine pourrait accroître l'acceptabilité sociale du gaz russe en Europe, exerçant une pression à la baisse sur les prix du gaz dans la région.

## GRAPHIQUE 2

### PERSPECTIVES DE DEMANDE DE GNL ET D'AUTRES SOURCES DE GAZ EN EUROPE, 2019-2030



5 Commission européenne, REPowerEU: Affordable, secure and sustainable energy for Europe, (consulté en mai 2025).

6 Ibid.

7 Ibid.

8 Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie, Analysis of the European LNG market developments, 2024 Market Monitoring Report, (avr. 2024), p. 21.

En ce qui concerne les importations de GNL, l'Europe a diminué ses achats de 19 % en 2024 comparativement à 2023, tandis que l'utilisation moyenne des terminaux d'importation européens de GNL a chuté, passant de 58 % à 42 %. D'ici à 2030, l'ACER prévoit une baisse de la demande de 26 % par rapport aux niveaux de 2024, passant de 135 milliards de mètres cubes (mmc) à environ 100 mmc en 2030. Dans ce contexte, les perspectives pour les nouveaux fournisseurs de GNL sur les marchés européens semblent incertaines.

## ASIE

Bien que les marchés européens soient géographiquement mieux placés pour recevoir du GNL susceptible d'être exporté depuis la côte Est du Canada, les marchés asiatiques jouent un rôle clé pour déterminer la viabilité du GNL canadien. L'Asie représente 73,2 % des achats mondiaux de GNL<sup>9</sup> et joue donc un rôle déterminant dans l'évolution de la tendance mondiale en matière de demande. Les exportateurs de GNL concurrents – en particulier les pays de Golfe qui proposent des prix inférieurs à ceux du GNL canadien – sont en mesure d'acheminer leurs produits vers l'Europe et l'Asie. Si le développement rapide de l'Asie laisse présager une augmentation significative de la demande énergétique globale dans la région, les prévisions concernant le GNL ont toutefois rencontré des obstacles au cours de la dernière décennie.

Le Japon et la Corée du Sud, par exemple, ont tous deux considérablement augmenté leur production d'énergie nucléaire. L'objectif du Japon est de porter la part du nucléaire à 20 % de sa production totale d'électricité d'ici à 2030<sup>10</sup>, tandis que la Corée du Sud a augmenté sa capacité nucléaire de 38 % entre 2010 et 2024<sup>11</sup>. La Chine a mis en place un bouquet de mesures incitatives en faveur de son marché intérieur afin de stimuler sa production nationale de gaz<sup>12</sup>. En outre, le projet de gazoduc Power of Siberia 2 devrait permettre d'exporter 50 mmc supplémentaires par an de gaz russe vers la Chine – à un prix nettement inférieur à celui du GNL – ce qui remet encore davantage en question la croissance des importations de GNL de la Chine<sup>13</sup>.

L'Asie du Sud et du Sud-Est connaissent une croissance économique, mais ont vu leur demande en gaz reculer en grande partie en raison des coûts et de la volatilité. La guerre en Ukraine ayant poussé les pays européens à rechercher d'autres sources d'énergie, ces derniers ont surenchéri sur les pays d'Asie du Sud-Est, portant ainsi à la baisse les prévisions de demande en Asie<sup>14</sup>. Si la consommation de gaz en Asie est tout de même appelée à augmenter, ce recul des prévisions de croissance – conjugué à une hausse importante de l'offre globale de GNL – fait peser des risques d'affaires sur tout nouveau projet.

Par ailleurs, les prix élevés et la concurrence avec d'autres sources d'énergie ont conduit les pays sud-asiatiques à réduire la part du GNL dans leur planification énergétique<sup>15</sup>.

- 9 International Group of Liquefied Natural Gas Importers, LNG Imports (consulté en mars 2025).
- 10 World Nuclear Association, Nuclear Power in Japan, (oct. 2024).
- 11 World Nuclear Association, Nuclear Power in South Korea, (mai 2024).
- 12 Center on Global Energy Policy, Rising Production, Consumption Show China is Gaining Ground in Its Natural Gas Goals, (oct. 2024).
- 13 Downs et al., The Future of the Power of Siberia 2 Pipeline (mai 2024).
- 14 Center for Strategic and International Studies, Clean Energy and Decarbonization in Southeast Asia: Overview, Obstacles, and Opportunities (mai 2023).
- 15 IEEFA, Global LNG Outlook 2024-2028 (avr. 2024), p. 5.

Le Pakistan, par exemple, a décidé de suspendre la construction de nouvelles centrales électriques alimentées au GNL importé<sup>16</sup>.

L'Inde a été citée comme étant un acheteur potentiel de GNL canadien, la Banque Nationale estimant que « le remplacement partiel de la production d'électricité au charbon de l'Inde par du GNL canadien aurait un impact plus profond sur la planète que l'arrêt total de l'économie canadienne<sup>17</sup> ». Cependant, outre le fait que les réductions d'émissions liées au GNL ne font pas l'objet d'un consensus scientifique, l'Inde est en grande partie approvisionnée dans le cadre de contrats à long terme par le Qatar<sup>18</sup>, qui prévoit de doubler sa production de GNL entre 2024 et 2030<sup>19</sup> à un prix inférieur à celui de tous les projets canadiens<sup>20</sup>. En outre, le Qatar est géographiquement plus proche de l'Inde que l'une ou l'autre des côtes canadiennes.

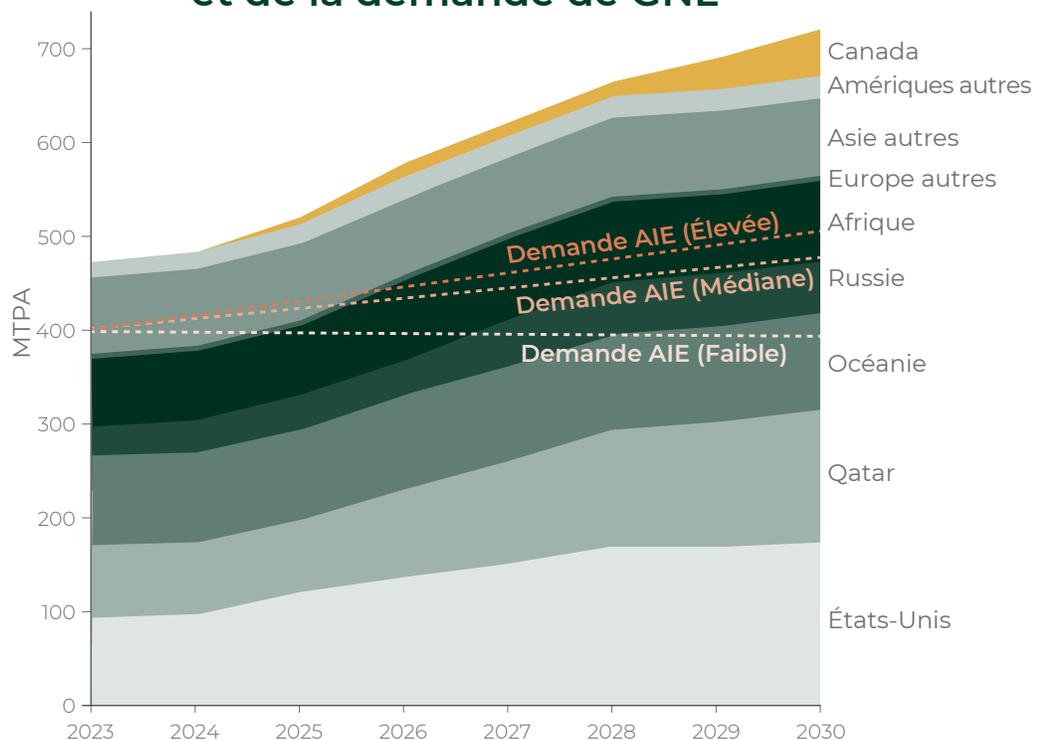
Le développement d'infrastructures d'importation de GNL est un investissement coûteux à long terme, et la rentabilité des nouveaux projets de GNL sur la côte Est canadienne pour approvisionner le marché asiatique est par conséquent loin d'être évidente.

### 3. L'OFFRE EXCÉDENTAIRE IMMINENTE DE GNL

L'Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) prévoit qu'entre 2024 et 2028, l'approvisionnement mondial de GNL augmentera de 40 %, une hausse sans précédent, sous l'impulsion du Qatar et des États-Unis<sup>21</sup>. Les prévisions de croissance de la demande ayant été revues à la baisse pour les plus importants acheteurs mondiaux, cela exercera une pression à la baisse sur les prix, menaçant la viabilité des projets canadiens.

GRAPHIQUE 3

#### Croissance prévue de l'offre et de la demande de GNL



- 16 Bloomberg, Pakistan Plans U-Turn on Fuel Imports After Prices Surge, (fév. 2023).
- 17 Banque Nationale du Canada, Graphiques chocs (fév. 2024), p. 1.
- 18 Reuters, Indian oil companies in talks to buy U.S. LNG supplies, (fév. 2025).
- 19 Middle East Council on Global Affairs, LNG Giant and Solar Dreams: Qatar's Next Energy Chapter, (jan. 2025).
- 20 The American Oil & Gas Reporter, LNG Exports Continue To Set New Records, (oct. 2019).
- 21 IEEFA, Global LNG Outlook 2024-2028, (avr. 2024), p. 7.

Le Canada est sur le point de devenir exportateur de GNL pour la première fois au moment où d'autres pays s'apprêtent à augmenter considérablement leur propre capacité d'exportation de GNL. Si la totalité des projets canadiens de GNL considérés par RNCAN comme étant à différents stades d'élaboration se matérialisaient – ce qui n'inclut pas GNL Québec – le Canada pourrait en théorie exporter 50,3 millions de tonnes par an<sup>22</sup>, soit l'équivalent de 12,5 % du volume mondial échangé en 2023<sup>23</sup>.

Ces permis – approuvés par la Régie de l'énergie du Canada – surpassent les propres prévisions de la Régie concernant la demande à long terme pour le GNL canadien dans tous les scénarios. Même en excluant tout nouveau projet, aucune des prévisions de la Régie ne suggère que le cap des 50,3 millions de tonnes par an sera atteint en 2050, malgré le fait que toutes les permis soient prolongés jusqu'en 2050 au moins. Dans son scénario le moins ambitieux en matière de climat, dans lequel aucune nouvelle politique climatique mondiale n'est annoncée, le Canada exporterait environ 70 % de sa capacité autorisée, tandis que dans un scénario zéro émission nette, le Canada exporterait seulement 4,5 % de sa capacité<sup>24</sup>. Tout nouveau projet ne fera qu'accentuer cet écart entre l'offre canadienne et la demande mondiale.

## 4. LES COÛTS ÉLEVÉS DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES CANADIENNES

Dans un contexte où le Canada est confronté à un risque de transition, les projets canadiens ont du mal à faire face à la concurrence mondiale en matière de prix.

Les projets canadiens ont des seuils de rentabilité élevés et des coûts d'infrastructures bien supérieurs aux normes de l'industrie<sup>25</sup>. Par exemple, alors que la firme McKinsey estime le seuil de rentabilité pour les nouveaux projets de GNL à 9,5 \$ par million de BTU (MMBTU), les meilleures estimations des coûts des projets de GNL canadiens dépassent ce seuil de 1,60 \$ /MMBTU (IEEFA 2022) à 3,10\$ /MMBTU (estimation de Rystad concernant Woodfibre LNG)<sup>26</sup>.

La géographie du Canada engendre des coûts élevés et rend difficile l'évaluation précise des projets. La phase 1 du projet LNG Canada, qui comprenait le gazoduc Coastal GasLink – long de 670 km et reliant Dawson Creek à Kitimat dans le nord de la Colombie-Britannique – ainsi qu'une usine de liquéfaction et un quai, était à l'origine estimé à 18 milliards \$, soit 14 milliards \$ pour l'usine de liquéfaction et le quai, et 4 milliards \$ pour le gazoduc<sup>27</sup>.

- 22 Ressources naturelles Canada, Les projets canadiens de GNL au Canada (mai 2024).
- 23 Union internationale du gaz, Press Release: 2024 World LNG Report, (juin 2024).
- 24 Régie de l'énergie du Canada, Avenir énergétique du Canada 2023 (nov. 2023), p. 37.
- 25 Investisseurs pour l'Accord de Paris, Arrivé sur le tard : les risques commerciaux et climatiques du GNL canadien, (déc. 2024), p. 10.
- 26 The American Oil & Gas Reporter, *Gas Markets*, (oct. 2019). ; Canadian Energy Centre, *North America LNG Project Cost Competitiveness*, (avr. 2024), p. 3.
- 27 Institute for Energy Economics and Financial Analysis, *Review of LNG Canada Project: Delays, Policy Changes, and Rising Costs*, (nov. 2021), p. 4 et 13.

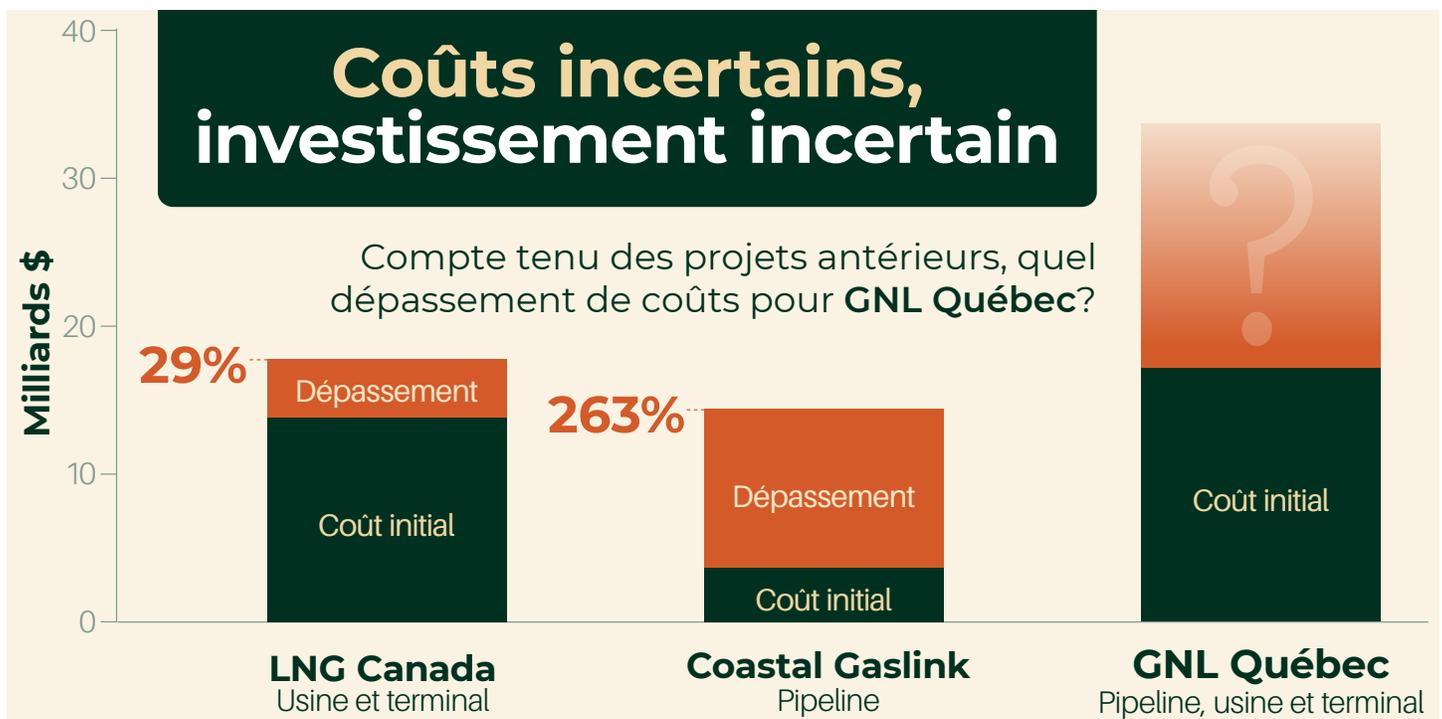
À son achèvement, le coût total du projet s'élevait à 32,5 milliards \$, dont 18 milliards \$ pour l'usine de liquéfaction et le quai, et 14,5 milliards \$ pour le gazoduc<sup>28</sup>, soit des dépassements de coût de 29 % et 263 % respectivement. TC Énergie, propriétaire de Coastal GasLink, a imputé cette augmentation des coûts à « des conditions difficiles sur le marché du travail de l'Ouest canadien; à une pénurie de main d'œuvre qualifiée; aux litiges et à la sous-performance des sous-traitants; ainsi qu'à d'autres événements imprévus tels que la sécheresse et les problèmes liés à l'érosion et au contrôle des sédiments<sup>29</sup> ».

Le coût du projet d'expansion du pipeline TransMountain, qui transporte du pétrole sur 1150 km de Edmonton jusqu'à Burnaby, était initialement estimé à 5,4 milliards \$ en 2013. À la suite de multiples dépassements de coûts, les dernières estimations indiquent un coût révisé de 34,2 milliards \$, soit une augmentation de 503 % après inflation<sup>30</sup>.

Le coût initial du projet GNL Québec, qui comprend un gazoduc de 750 km, une usine de liquéfaction et un terminal d'exportation, était estimé à 13,7 milliards \$ (en dollars de 2018), soit 16,9 milliards \$ en dollars de 2025. Cette estimation est probablement sous-évaluée si on considère que la Phase 1 du projet LNG Canada, qui comprend des installations de liquéfaction et d'exportation, a coûté 18 milliards \$, sans compter le gazoduc de 14,5 milliards \$. En appliquant les facteurs de dépassement de coûts observés lors de la Phase 1 de LNG Canada et de Coastal Gaslink à l'estimation de 16,9 milliards \$ de GNL Québec, le coût réel du projet pourrait s'élever au double de cette estimation, soit de plus de 33 milliards \$ en dollars de 2025.

- 28 The Globe and Mail, *Estimated cost of Coastal GasLink pipeline surges to \$14.5-billion*, (fév. 2023).
- 29 TC Energy, *TC Energy Provides Coastal GasLink Project Update* (fév. 2023).
- 30 Bureau du directeur parlementaire du budget, *Réseau de pipelines Trans Mountain – Rapport de 2024*, (nov. 2024), p. 2.

GRAPHIQUE 4



## 5. LES RÉCENTS PROJETS D'INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES ONT NÉCESSITÉ UN FINANCEMENT PUBLIC

Compte tenu du coût élevé des nouvelles infrastructures, il est probable qu'une nouvelle voie d'exportation vers l'Est du Canada nécessite des subventions publiques substantielles pour être viable. En mettant de côté la question du capital, GNL Québec aurait besoin de 550 MW d'électricité fournis par Hydro-Québec. Si cette demande est acceptée, l'électricité serait vendue au tarif préférentiel industriel (Tarif L).

Dans le cas de Coastal GasLink, le gouvernement du Canada, par l'intermédiaire d'Exportation et développement Canada (EDC), a octroyé un prêt de 500 millions \$ à TC Énergie en 2020. AIMCo, une société d'État de l'Alberta, a également injecté des capitaux propres dans TC Énergie pour un montant non divulgué<sup>31</sup>. L'année dernière, EDC a accordé un prêt supplémentaire d'un montant non divulgué « pouvant atteindre 200 millions \$ » à Coastal GasLink, un mois après avoir annoncé l'octroi d'un prêt « compris entre 400 et 500 millions \$ » à Cedar LNG, un autre projet de GNL à Kitimat<sup>32</sup>. LNG Canada, que le gazoduc Coastal Gaslink alimente, a reçu des milliards de subventions des gouvernements fédéral et provincial de la Colombie-Britannique, sous la forme d'exemptions de droits de douane sur l'acier, de rabais sur les prix de l'électricité, d'exemptions de la taxe carbone, d'allègements de l'impôt sur les sociétés et de reports de la taxe sur les ventes<sup>33</sup>.

De plus, l'explosion des coûts et les retards pris dans le projet d'expansion TransMountain ont contraint le gouvernement canadien à reprendre le projet en tant que propriétaire et promoteur. Une analyse réalisée en 2023 a révélé que les droits de péage perçus pendant la durée de vie du pipeline couvriraient moins de la moitié du coût total du projet, qui s'élève à 34,2 milliards \$<sup>34</sup>.

31 International Institute for Sustainable Development and Global Subsidies Initiative, *Pipelines or Progress: Government support for oil and gas pipelines in Canada*, (juil. 2021), p. vi.

32 National Observer, *After promise to end subsidies, feds loan Coastal Gaslink up to \$200 million*, (juil. 2024).

33 Centre canadien de politiques alternatives, *A critical look at BC's new tax breaks and subsidies for LNG*, (mai 2019), p. 2.

34 National Observer, *Proposed toll hikes won't cover Trans Mountain's price tag*, (juil. 2023).

## DEUX AUTRES PROJETS DE GNL DE L'EST CANADIEN DANS L'IMPASSE

Placentia Bay LNG est un projet de Terre-Neuve-et-Labrador présenté en 2021 visant à exporter du gaz provenant des champs offshore du bassin Jeanne d'Arc<sup>35</sup>. Il est encore considéré comme embryonnaire et ne dispose pas d'un calendrier précis<sup>36</sup>. Initialement, le projet a été conçu pour transporter le gaz vers la côte pour y être liquéfié via un gazoduc sous-marin de 600 km jusqu'à un navire méthanier situé dans la baie de Plaisance, pour une capacité d'exportation de 4 millions de tonnes par an (Mtpa). Un nouveau concept actuellement à l'étude consiste à installer une unité de traitement flottante directement sur les Grands Bancs, ce qui permettrait d'éviter la construction d'un gazoduc vers le continent. Le site web du promoteur est actuellement hors ligne et le projet a été retiré de la liste des projets de GNL à divers stades de développement établie par Ressources naturelles Canada<sup>37</sup>.

En Nouvelle-Écosse, le projet d'usine de GNL Goldboro, d'une capacité de 10 Mtpa et dont la capacité d'exportation aurait été similaire à celle de GNL Québec, a été abandonné en 2021 en raison de pressions sur les coûts, après avoir été proposé pour la première fois par Peridae Energy en 2012<sup>38</sup>. Le projet nécessitait l'expansion du gazoduc Trans Quebec & Maritimes de TransCanada reliant Montréal aux États-Unis à travers la Montérégie et les Cantons de l'Est au Québec<sup>39</sup>. Le promoteur sollicitait un financement fédéral de 925 millions \$, qui n'a pas été accordé. L'abandon de ces projets témoigne de l'incertitude qui pèse sur les projets d'exportation de GNL dans l'Est canadien.

- 
- 35 Environnement et Changement climatique Terre-Neuve-et-Labrador, [Placentia Bay Liquefied Natural Gas \(LNG\) Facility and Marine Terminal](#), (consulté en mai 2025).
  - 36 ICI Radio-Canada, [Pierre Poilievre promet d'approuver un projet de GNL très embryonnaire à Terre-Neuve](#), (avr. 2025).
  - 37 Ressources naturelles Canada, [Les projets canadiens de GNL au Canada](#), (mai 2024).
  - 38 ICI Radio-Canada, [Proposed Goldboro LNG plant officially abandoned after more than a decade](#), (nov. 2023).
  - 39 Le Devoir, [Un autre projet de GNL qui passe par le Québec](#), (avr. 2021).

## 6. AUTRE VULNÉRABILITÉ ÉCONOMIQUE DU CANADA : LA DÉPENDANCE EXCESSIVE AUX COMBUSTIBLES FOSSILES

Les tarifs douaniers imposés par les États-Unis sur les produits canadiens ont suscité un débat sur la stratégie commerciale du Canada. La majeure partie des exportations canadiennes étant destinée aux États-Unis, des dirigeants du secteur de l'énergie et des leaders politiques ont évoqué le développement du GNL comme une opportunité d'écouler les combustibles fossiles canadiens sur des marchés diversifiés<sup>40</sup>. Les partisans de cette stratégie suggèrent que la capacité d'acheminer directement le gaz canadien sur les marchés mondiaux réduirait la dépendance du Canada envers les États-Unis et permettrait d'affaiblir leur capacité à entraver la croissance économique canadienne par des mesures commerciales agressives.

Toutefois, allouer d'importantes ressources publiques et privées supplémentaires au développement du pétrole et du gaz renforcerait encore davantage la dépendance économique du Canada à l'égard du secteur des combustibles fossiles. Entre 2000 et 2021, le secteur du pétrole et du gaz représentait environ 5 % du PIB canadien, ce chiffre atteignant respectivement 21 % et 25 % en Alberta et à Terre-Neuve<sup>41</sup>. Le pétrole et le gaz ont contribué à hauteur d'environ 270 milliards \$ au PIB du Canada en 2022<sup>42</sup>.

Cette concentration économique a nui à la croissance économique du Canada par le passé. La chute des prix du pétrole en 2014 en est un exemple frappant. Entre 2014 et 2024, l'index de marché du pétrole et du gaz au Canada n'a connu aucune croissance, affichant des résultats nettement inférieurs à ceux du marché dans son ensemble<sup>43</sup>. Cette chute a coïncidé avec une forte baisse de la valeur du dollar canadien<sup>44</sup>, tandis que la première sous-gouverneure de la Banque du Canada considérait cette chute comme un facteur important de la faible croissance persistante des salaires au Canada<sup>45</sup>.

Malgré cela, certains acteurs publics et privés souhaiteraient accroître la part des énergies fossiles dans l'économie canadienne. Le gaz, et en particulier le GNL, sont des matières premières volatiles. Au cours des vingt dernières années, les prix mondiaux du gaz ont fluctué régulièrement, chutant parfois sous la barre des 2 \$USD /MMBTU pour remonter ensuite à plus de 12 \$USD /MMBTU<sup>46</sup>. Le gaz

40 Calgary Herald, *Varcoe: 'At the whim of one customer': Trump tariffs a 'wake-up call' for pursuing new Canadian energy infrastructure and markets*, (mars 2025); DOB Energy, *Poilievre Calls For Expansion Of Canadian Energy Infrastructure To Be Free Of U.S. Tariffs*, (jan. 2025).

41 Statistique Canada, *L'industrie du pétrole et du gaz au Canada : bilan un an après le début de la pandémie* (juillet 2021).

42 Statistique Canada, *Extraction de pétrole et de gaz, 2022* (sept. 2023).

43 CAPP, *The Economic Impact of Canadian Oil and Gas*, (jan. 2025), p. 4.

44 Canadian Energy Research Institute, *Low Crude Oil Prices and their Impact on the Canadian Economy*, (février 2016), p. 17.

45 Global News, *2014 oil price crash to blame for Canada's slow wage growth: Bank of Canada official*, (jan. 2019).

46 Neacsu et al., *Hydrogen-Natural Gas Mix—A Viable Perspective for Environment and Society*, *Energies*, (août 2023), p. 6.

s'est révélé vulnérable à des événements mondiaux imprévisibles, et une grande incertitude plane sur l'avenir de cette matière première, dont les prévisions de demande varient considérablement.

Lorsque le financement public a été utilisé pour encourager le développement du GNL, il a détourné des investissements publics et privés de secteurs qui affichaient des prévisions de croissance plus importantes, comme indiqué dans la section finale ci-bas. La perspective de développer la capacité d'exportation du GNL du Canada afin de réduire sa dépendance vis-à-vis des États-Unis est politiquement séduisante. Cependant, cela revient à échanger un partenaire peu fiable contre une matière première peu fiable, et ce, au détriment de secteurs en développement qui présentent un potentiel de croissance plus important dans une économie changeante et en pleine transition.

## 7. LE GNL NE RÉDUIT PAS LES ÉMISSIONS MONDIALES DE MANIÈRE NOTABLE

Les partisans du GNL ont suggéré que son développement pourrait être relativement épargné par la transition énergétique, faisant valoir qu'il pouvait servir de « combustible de transition » pour aider les pays à abandonner le charbon. Ressources naturelles Canada et le Canadian Energy Centre, financé par l'Alberta, ont tous deux avancé l'argument selon lequel le Canada peut contribuer à réduire les émissions mondiales en augmentant ses exportations de GNL afin de remplacer le charbon<sup>47</sup>. Cette idée est erronée à deux égards, d'une part parce que le GNL est trop cher pour remplacer le charbon à grande échelle et, d'autre part, même si le GNL pouvait remplacer le charbon à un coût abordable, il ne permettrait pas de réduire significativement les émissions.

En dépit d'un discours largement répandu, les mécanismes par lesquels l'augmentation de la production de GNL peut remplacer le charbon restent flous. À moins que les projets de GNL fassent l'objet d'ententes spécifiques avec des producteurs d'électricité pour alimenter des centrales électriques au charbon afin d'assurer leur transition, ces projets ne font qu'ajouter du GNL au mix énergétique mondial.

La Chine est souvent citée comme un pays potentiel où un approvisionnement accru en GNL pourrait contribuer à la décarbonation, car elle dispose déjà d'une importante production de charbon et investit des capitaux dans ses systèmes énergétiques. Cependant, la Chine est également un bon exemple de l'impossibilité d'un passage du charbon au GNL. L'IEEFA a constaté que ce n'est que lors des plus

---

47 Ressources naturelles Canada, En quoi l'industrie canadienne du gaz naturel liquéfié (GNL) vous concerne (janvier 2025); Canadian Energy Centre, Explained: Why Canadian LNG will have the world's lowest emissions intensity (mai 2022).

fortes baisses du prix du gaz – lorsque le GNL canadien n'était pas rentable – que les prix du GNL sont tombés dans la fourchette des prix du charbon<sup>48</sup>. En moyenne, le charbon était 30 à 40 \$USD moins cher par mégawattheure que le gaz, lui-même devancé par les prix du solaire et de l'éolien terrestre<sup>49</sup>.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a laissé entendre que le passage généralisé du charbon au GNL n'était globalement pas viable. Elle souligne que pour que le gaz importé puisse concurrencer le charbon, son prix devrait être fixé entre 3 et 5 \$USD /MMBTU, soit un prix bien inférieur au seuil de rentabilité de la plupart des projets<sup>50</sup>. En outre, les prix bas qui permettraient au GNL de remplacer le charbon retarderaient le déploiement des énergies renouvelables<sup>51</sup>.

Outre son transport maritime à travers le monde, le GNL nécessite des processus de traitement complexes, résultant en des émissions supérieures à celle du gaz naturel sur l'ensemble de son cycle de vie. Les études sont conflictuelles quant à la possibilité pour le GNL d'offrir des réductions d'émissions substantielles par rapport au charbon, compte tenu des fuites de méthane tout au long de la chaîne d'approvisionnement<sup>52</sup>.

De plus, alors que le prix des énergies renouvelables continue de baisser, celles-ci deviennent une alternative de plus en plus viable au charbon pour la production d'électricité. Dans un contexte où la consommation de gaz doit diminuer pour éviter un réchauffement supérieur à 1,5°C, la croissance de la production de gaz canadien pourrait au contraire ralentir plutôt que d'accélérer la transition énergétique des pays importateurs de GNL. Cela rejoint les conclusions du BAPE concernant son évaluation de GNL Québec en 2021. En outre, à mesure que les gouvernements encouragent la décarbonation, cela exposerait le Canada à un risque de transition plus important.

---

48 IEEFA, LNG is not displacing coal in China's power mix (juin 2024), p. 17.

49 Ibid, p. 3.

50 IEA, 2024 World Energy Outlook, p. 52,

51 Ibid, p. 165.

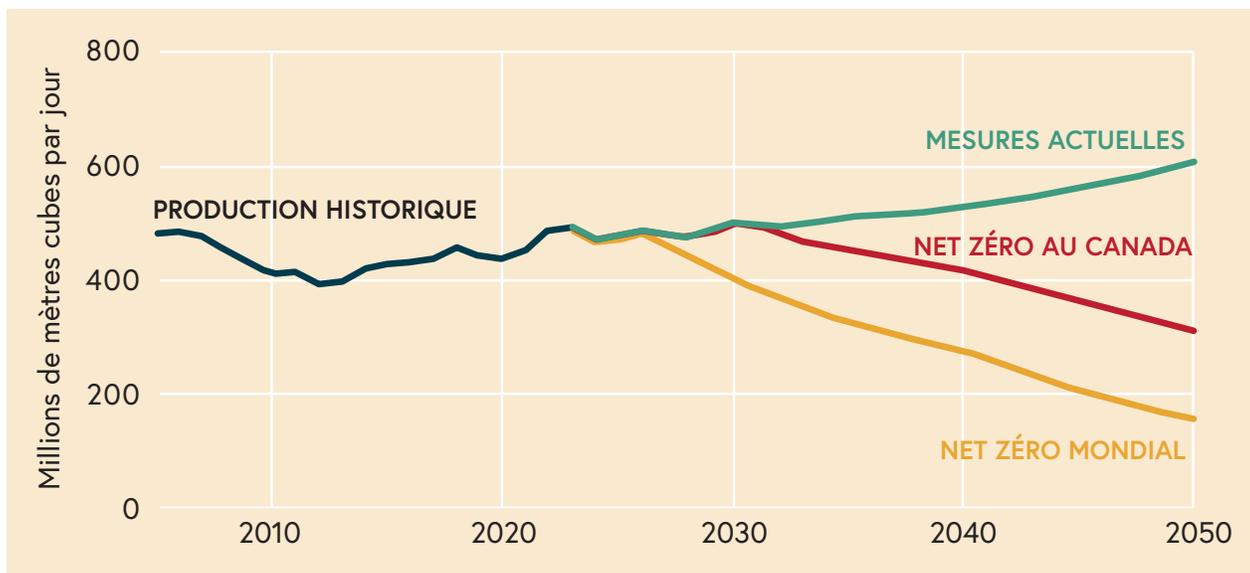
52 Howarth, R., The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States, Energy Science & Engineering, (mars 2024).

## AUGMENTER LA PRODUCTION DE GAZ CANADIEN POUR APPROVISIONNER LES EXPORTATIONS DE GNL EST INCOMPATIBLE AVEC LES OBLIGATIONS DU CANADA EN VERTU DE L'ACCORD DE PARIS

Si le Canada souhaite réellement mettre en œuvre son objectif de carboneutralité d'ici à 2050, la Régie de l'énergie du Canada prévoit que la production canadienne de gaz devrait diminuer de 15 % d'ici à 2040 et de 37 % d'ici à 2050, avec des réductions encore plus importantes lorsque d'autres pays tiendront leurs engagements en matière de zéro émission nette<sup>53</sup>.

GRAPHIQUE 5

### PRODUCTION CANADIENNE DE GAZ



53 Régie de l'énergie du Canada, Avenir énergétique du Canada 2023 (nov. 2023), p. 93.

## 8. OPTIONS POUR RENFORCER L'ÉCONOMIE CANADIENNE

Le développement de la capacité d'exportation de GNL du Canada est séduisante à première vue, en particulier sur sa côte atlantique où aucun projet n'est actuellement en cours. Si le secteur énergétique canadien a connu une croissance économique importante au cours des dernières décennies, ouvrir de nouvelles voies commerciales dans un contexte d'incertitude entre le Canada et les États-Unis pourrait paraître comme une opportunité intéressante.

Toutefois, accentuer encore la place des combustibles fossiles dans l'économie canadienne comporte des risques, d'autant plus que le monde s'éloigne progressivement de ces sources d'énergie. Le Canada a des coûts de production élevés, de sorte que toute incertitude quant à la demande, conjuguée à une offre mondiale excédentaire, met en péril les projets nationaux. En outre, la grande majorité du potentiel de création d'emplois de GNL Québec au Québec (80 %) se produirait pendant les quelques années de la phase de construction.<sup>54</sup>

Le Canada et le Québec devraient plutôt profiter de la transition énergétique structurelle et se tourner vers des secteurs offrant des perspectives de croissance plus nettes à long terme. En voici trois exemples.

### AMÉLIORER L'INTÉGRATION EST-OUEST DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE

Le Canada est un exportateur net d'électricité vers les États-Unis, où il a exporté 27,6 TWh en 2023 pour une valeur de 2,4 milliards \$<sup>55</sup>. Par ailleurs, les flux d'électricité entre le Canada et les États-Unis sont actuellement plus importants qu'entre les provinces canadiennes<sup>56</sup>. Selon les prévisions, les exigences en matière de décarbonation et d'électrification augmenteront les besoins en électricité du Canada d'au moins 100% d'ici à 2050<sup>57</sup>.

Si le Québec et l'Ontario bénéficient d'un bon niveau d'interconnexion avec une capacité de 2,775 MW, une meilleure intégration des réseaux de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Nouvelle-Écosse avec ceux des provinces voisines permettrait de réduire les coûts de décarbonation du réseau électrique<sup>58</sup>. De plus, en cas de perturbation des échanges commerciaux entre le Canada et les États-Unis, la possibilité de rediriger les flux électriques selon un axe est-ouest renforcerait la résilience de l'économie canadienne. Enfin, des investissements dans les infrastructures d'énergies renouvelables pourraient créer jusqu'à 12 000 emplois supplémentaires au Canada d'ici à 2028<sup>59</sup>.

- 
- 54 Bureau d'audiences publiques en environnement du Québec, [Projet de construction d'un complexe de liquéfaction de gaz naturel à Saguenay](#), (consulté mai 2025).
- 55 Régie de l'énergie du Canada, [Profils énergétiques des provinces et territoires - Canada](#), (sept. 2024).
- 56 Pembina Institute, [Connecting provinces for clean electricity grids](#), (sept. 2021), p. 5.
- 57 Conseil consultatif canadien de l'électricité, [L'avenir électrique du Canada : Un plan pour réussir la transition](#), (mai 2024), p. 7.
- 58 Ibid., p. 126.
- 59 Ressources humaines, industrie électrique du Canada, [Électricité en demande : Perspectives du marché du travail 2023-2028](#), (2023), p. 12.

## MINÉRAUX CRITIQUES

Si les ressources naturelles ont joué un rôle essentiel dans la croissance de l'économie canadienne au cours des cinquante dernières années, la poursuite de la croissance des recettes tirées de l'exploitation des ressources naturelles nécessite l'identification de nouvelles perspectives de croissance. Les réserves de minéraux critiques du Canada offrent un potentiel considérable. Au Canada, le gouvernement fédéral a recensé 34 minéraux disponibles en quantité suffisante qui sont nécessaires aux industries technologiques émergentes et au secteur des énergies renouvelables<sup>60</sup>.

Bien que la définition d'un minéral critique varie selon les juridictions, l'AIE estime que bon nombre des minéraux disponibles au Canada sont appelés à connaître une croissance exponentielle, alors que le secteur devrait représenter 1 000 milliards de dollars d'ici 2040<sup>61</sup>. Le déploiement des énergies propres et des batteries stimulera la demande en aluminium, en cuivre, en cobalt, en lithium et en nickel, des ressources que le Canada possède en grande quantité. Le Québec a également publié une stratégie sur les minéraux critiques, qui répertorie les 28 minéraux disponibles au Québec qui, selon le gouvernement provincial, pourraient stimuler la création d'emploi et le développement économique<sup>62</sup>.

Le Canada doit réaliser d'importants investissements pour être en mesure de tirer parti de cette opportunité. Selon certaines estimations, le Canada pourrait avoir besoin de 30 milliards \$ d'investissements pour asseoir son statut de leader dans le domaine des minéraux critiques<sup>63</sup>. L'Institut climatique du Canada a identifié des lacunes perçues en matière de financement et de délais dans l'octroi des permis comme les principaux obstacles au développement du secteur<sup>64</sup>. Alors que les subventions ont jusqu'ici largement privilégié le secteur des combustibles fossiles, une stratégie claire visant à encourager l'extraction de minéraux critiques offre au Canada une opportunité de croissance qui s'inscrit dans une économie en transition.

---

60 Gouvernement du Canada, Les minéraux critiques du Canada (février 2025).

61 IEA, Global Critical Minerals Outlook 2024.

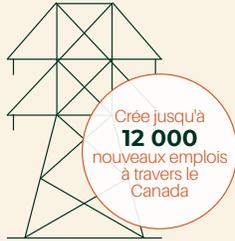
62 Gouvernement du Québec, Minéraux critiques et stratégiques (mars 2025).

63 440 Mégatonnes, La transition énergétique du Canada nécessitera 16 milliards de dollars en minéraux critiques d'ici 2040, (août 2024).

64 Institut climatique du Canada, Qu'est-ce qui empêche les investissements dans le secteur canadien des minéraux critiques? (mars 2024).

## IMAGE 6

# Secteurs clés pour la transition



Crée jusqu'à  
**12 000**  
 nouveaux emplois  
 à travers le  
 Canada

## Réseau électrique est-ouest

### Électricité plus abordable

La connectivité interprovinciale permet une allocation efficiente de l'énergie.

### Plus d'énergies renouvelables

Meilleure intégration des énergies éolienne, solaire et hydroélectrique dans les provinces.

### Renforcer la sécurité énergétique nationale

Réduction de la dépendance face aux États-Unis.



La valeur du marché pourrait dépasser  
**1 billion \$**  
 d'ici 2040

## Minéraux critiques

### Essentiels pour la transition énergétique

Les véhicules électriques, les batteries et les technologies propres nécessitent des minéraux critiques, notamment le lithium et le nickel.

### Augmentation de la demande mondiale

L'évolution mondiale vers des économies sobres en carbone fait des minéraux critiques des actifs stratégiques.

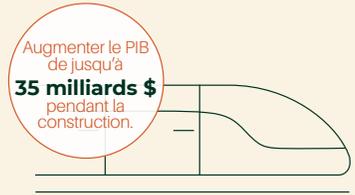


### Lithium

La demande mondiale pourrait augmenter de **700%** d'ici 2040

### Nickel

La demande pour les technologies propres pourrait augmenter de **300%** d'ici 2040



Augmenter le PIB de jusqu'à  
**35 milliards \$**  
 pendant la construction.

## Train à grande vitesse

### Créer de bons emplois

La construction, l'exploitation et l'entretien offrent des emplois à long terme si les projets proposés dans l'est du Canada et en Alberta démarrent.

### Stimuler le commerce interprovincial

La circulation plus rapide et plus efficace des personnes et des marchandises stimule les échanges économiques.

## TRAIN À GRANDE VITESSE

Compte tenu de la concentration démographique au Canada, les arguments en faveur d'un moyen de transport rapide et fiable pour voyager sur de longues distances sont convaincants. Au mois de mars dernier, le gouvernement du Canada annonçait avoir sélectionné un partenaire privé pour planifier les prochaines étapes de la mise en œuvre du réseau de train à grande vitesse reliant Toronto à Québec. Le projet étant financé par des fonds publics et privés<sup>65</sup>, les investisseurs privés ont la possibilité de participer au projet afin de contribuer à la réduction des émissions grâce au transfert modal de l'avion vers le rail dans le corridor sud-est du Canada.

Le projet de train à grande vitesse devrait générer une augmentation annuelle du PIB de 35 milliards \$ et créer 51 000 emplois durant la phase de construction du projet<sup>66</sup>.

65 Gouvernement du Canada, *Train à grande fréquence : appel à manifestations d'intérêt*, (mars 2022), p. 63.

66 Alto Train, *Train à grande vitesse Québec-Toronto : un premier jalon important déjà atteint*, (mars 2025).

## CONCLUSION

Alors que la panique initiale suscitée par les menaces tarifaires de l'administration Trump s'estompe, une analyse plus sereine des projets de GNL via la côte Est canadienne montre que ceux-ci comportent des risques importants pour les investisseurs potentiels et les contribuables.

S'il est nécessaire de diversifier et de renforcer notre économie, cela doit reposer sur des opportunités commerciales viables. Or, d'une part, l'Europe devrait réduire sa demande en gaz au cours des prochaines années et, d'autre part, le marché du GNL devrait connaître une offre excédentaire au cours des prochaines années, ce qui signifie que les investisseurs qui fondent leur analyse de rentabilité sur une augmentation de la production de gaz à des prix élevés s'exposent à un risque de transition important.

Enfin, l'avantage environnemental revendiqué du GNL par rapport au charbon s'évapore à mesure que les dynamiques réelles du marché de l'énergie sont mieux comprises et que les méthodes d'évaluation des émissions fugitives de méthane se perfectionnent. Et le maintien des niveaux actuels de production de gaz canadien n'est pas compatible avec les engagements climatiques du Canada et du Québec.

Les investisseurs avisés auraient tout intérêt à regarder au-delà des cycles politiques éphémères et à investir leurs ressources dans des secteurs profitables à long terme, et pour lesquels le Canada et le Québec disposent d'un avantage comparatif. Les énergies propres, les minéraux critiques et le train à grande vitesse n'en sont que quelques exemples.