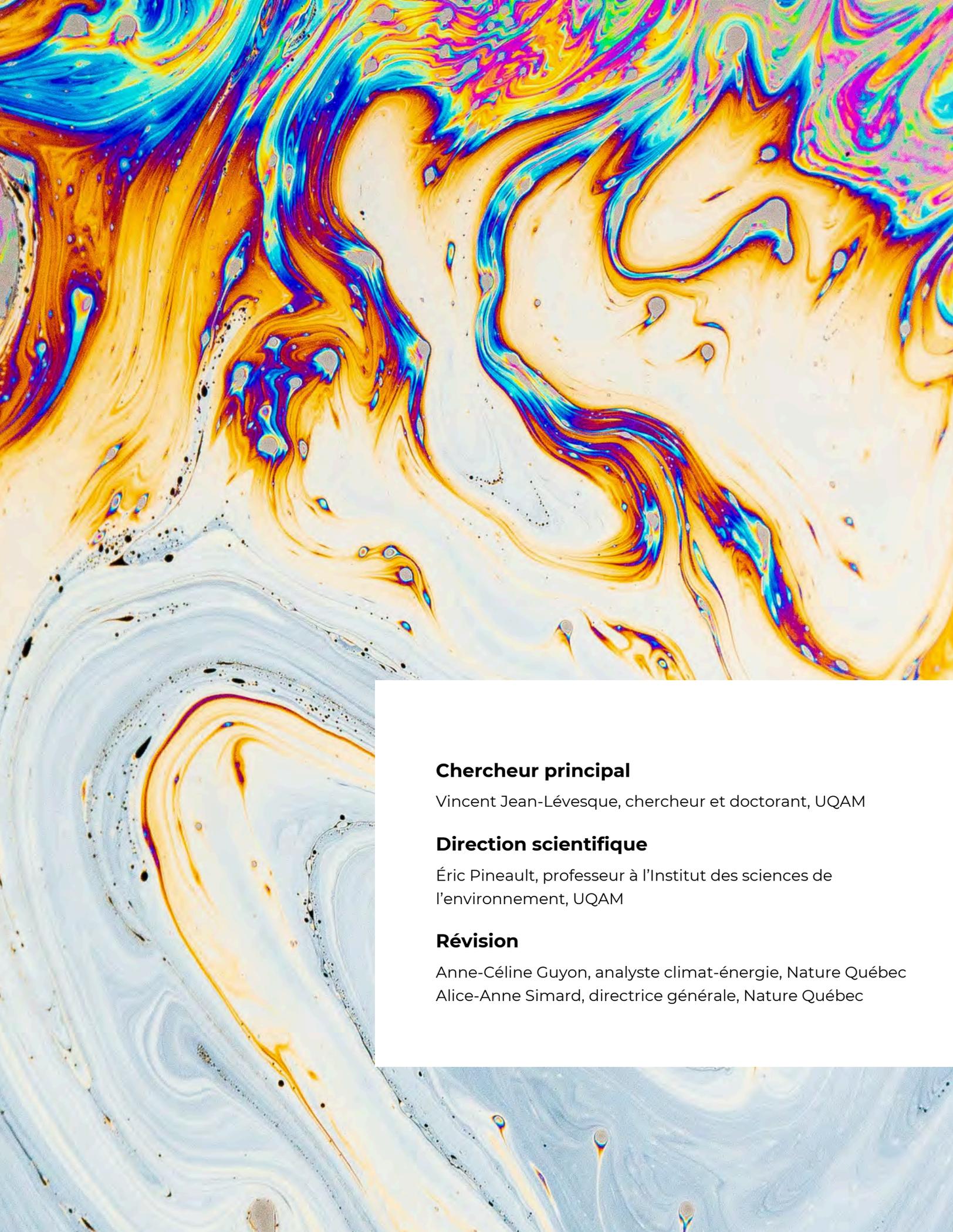




ANALYSE D'IMPACT DE LA RELANCE D'UN PROJET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE FOSSILE SUR L'ÉCONOMIE DU QUÉBEC

18 juin 2025



Chercheur principal

Vincent Jean-Lévesque, chercheur et doctorant, UQAM

Direction scientifique

Éric Pineault, professeur à l'Institut des sciences de l'environnement, UQAM

Révision

Anne-Céline Guyon, analyste climat-énergie, Nature Québec
Alice-Anne Simard, directrice générale, Nature Québec

À propos de Nature Québec

Nature Québec est un organisme national sans but lucratif œuvrant à la conservation des milieux naturels et à l'utilisation durable des ressources depuis 1981.

Appuyée par un réseau de scientifiques, son équipe mène des projets et des campagnes autour de 4 axes : la biodiversité, la forêt, l'énergie et le climat, ainsi que l'environnement urbain.

L'organisme regroupe plus de 150 000 membres et sympathisant-es et est membre de l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN).

+ NOTRE VISION

Nature Québec agit en vue d'une société plus juste, à faible empreinte écologique et climatique, solidaire du reste de la planète. L'organisme oriente ses actions pour que le Québec aime ses milieux naturels, en ville comme en région, les protège et les reconnaisse comme essentiels à son épanouissement.

+ NOTRE MISSION

Nature Québec encourage la mobilisation citoyenne, intervient dans le débat public, informe, sensibilise et réalise des projets afin que notre société :

- ▶ Valorise la biodiversité
- ▶ Protège les milieux naturels et les espèces
- ▶ Favorise le contact avec la nature
- ▶ Utilise de façon durable les ressources.

Table des matières

Faits saillants.....	5
Introduction.....	6
Financement et prise en charge publics.....	8
Le modèle Trans Mountain.....	8
Infrastructures gazières.....	9
Appui financier de l'État.....	10
Coûts de nouveaux projets.....	13
Oléoduc pancanadien.....	13
Oléoduc au « nord du Québec ».....	14
Gazoduc et usine de GNL.....	15
Retombées de nouveaux projets.....	16
Retombées économiques.....	16
Impact environnemental.....	18
Questions et réponses.....	21
Conclusion.....	24
Bibliographie.....	25
Annexe : méthodologie.....	28

Faits saillants

Marché des énergies fossiles

La production mondiale de pétrole excède désormais la demande. Une situation similaire se présentera pour le gaz naturel lorsque les infrastructures en cours de construction seront terminées. Cette surabondance par rapport à la demande crée un contexte de marché très risqué pour les producteurs et tout nouveau projet. Par conséquent, pour voir le jour, ces projets ont besoin d'obtenir un soutien financier substantiel de la part de l'État canadien.

Coûts de projets

Les coûts totaux d'un oléoduc comme Énergie Est seraient d'environ 157 milliards de dollars. La portion québécoise d'un tel projet est évalué à 22,6 milliards.

Une infrastructure comme GNL Québec incluant un gazoduc pourrait pour sa part coûter 17,64 milliards de dollars au total, dont 16,28 milliards pour la portion québécoise.

Retombées

Les retombées économiques de tels projets sont faibles, puisque le Québec est une zone de transit pour ces infrastructures exportatrices. Les émissions de CO₂eq d'un projet d'oléoduc traversant le Canada pourrait avoisiner 95 millions de tonnes de CO₂eq par année, soit environ 20% de plus que les émissions annuelles totales du Québec.

Introduction

Depuis l'imposition de tarifs par le gouvernement américain menaçant les échanges entre le Canada et les États-Unis, des discussions autour de projets de transport d'énergie fossile ont resurgi et se sont imposées pendant la campagne fédérale ayant mené à l'élection du nouveau gouvernement de Mark Carney. Il est vrai que les deux pays ont une longue histoire de commerce énergétique. En résulte un réseau de distribution des hydrocarbures (pétrole et gaz) fortement intégré sur les axes nord-sud et est-ouest.

Au cours de la dernière décennie, plusieurs projets de transports d'énergie est-ouest ont été mis sur la table au Canada, dont l'objectif est de diversifier les marchés d'exportation des hydrocarbures étant extraits dans les provinces de l'Ouest. Certains ont abouti, tandis que d'autres n'ont jamais vu le jour. De Trans Mountain à Prince Rupert Gas, GNL Québec (ainsi que son gazoduc) et Coastal GasLink, le transport d'énergie fossile au Canada est un enjeu important.

La place du Québec et de son mix énergétique dans ce contexte est particulière. D'un côté, le Québec jouit d'une relative autonomie grâce à sa production hydroélectrique. Mais de l'autre, le Québec dépend de l'importation d'hydrocarbures pour la portion non décarbonée de sa consommation énergétique (environ 50%).

Le Québec est intégré au réseau continental de distribution d'hydrocarbures et consomme du gaz et du pétrole provenant du Canada et des États-Unis. Le gaz naturel importé est directement distribué via le réseau d'Énergir et de Gazifère, tandis que le pétrole est transformé dans l'une des deux raffineries de la province. Ces dernières, d'ailleurs, ne sont pas équipées pour transformer le pétrole lourd issu des sables bitumineux de l'Ouest; elles sont équipées pour raffiner du brut plus léger. Dans l'avenir, les importations vers le Québec de pétrole et de gaz, qu'elles soient américaines ou canadiennes, sont destinées à diminuer progressivement à mesure que progressera la transition énergétique de la province et que cette dernière atteindra sa cible de carboneutralité d'ici 2050.

C'est dans ce contexte que ce rapport propose une analyse d'éventuels nouveaux projets de transport d'énergies fossiles sur le territoire québécois. Ces derniers sont très hypothétiques, puisqu'aucun promoteur ou investisseur ne propose actuellement la construction d'un oléoduc ou d'un gazoduc (*pipeline*) qui passerait par le Québec pour acheminer des hydrocarbures vers les marchés accessibles via l'océan Atlantique. Les projets analysés dans ce rapport sont donc ceux discutés dans les médias par différents acteurs politiques et certains groupes d'intérêts. Ce sont des projets d'exportation d'hydrocarbures : la quantité d'hydrocarbures consommée au Québec ne justifie pas la construction de telles infrastructures, les volumes de consommation étant beaucoup trop faibles.

Nous nous penchons d'abord sur leur financement en montrant qu'une part importante d'investissement public est inévitable pour que ces hypothétiques projets voient le jour. Ensuite, nous nous attardons sur leurs coûts en nous basant sur la construction d'infrastructures similaires au Canada dans les dernières années. Finalement, nous cherchons à comprendre quelles seraient les éventuelles retombées économiques et l'impact environnemental de ces chantiers pour le Québec.



Financement et prise en charge publics

Le modèle Trans Mountain

Le projet d'expansion de l'oléoduc Trans Mountain a été proposé en 2013 par Kinder Morgan. L'objectif était de transporter du pétrole de la région d'Edmonton au port de Burnaby, dans la région de Vancouver.

Au cours des années qui ont suivi, plusieurs risques se sont manifestés. Notamment, à la suite de la Ville de Vancouver en 2015, la Colombie-Britannique s'est formellement opposée au projet en 2016. Ces gouvernements considéraient, entre autres, que Kinder Morgan n'avait pas apporté de réponses suffisantes sur les risques de déversements de pétrole dans l'étroite Baie Burrard faisant face à Vancouver et Burnaby. Les questionnements autour de l'impact climatique du projet étaient également centraux aux débats sur Trans Mountain, qui se déroulaient alors que le monde s'entendait sur l'Accord de Paris.

Le résultat a été la cessation du projet par Kinder Morgan, pointant vers l'opposition du gouvernement de la Colombie-Britannique pour justifier cette décision^[1]. C'est ce qui a mené le gouvernement à

intervenir : « Le gouvernement du Canada a reconnu que cela [l'opposition de la Colombie-Britannique] rendait le projet trop risqué pour être géré par une entreprise du secteur privé. » (Gouvernement du Canada, 2025). Considérant ces risques, le plan d'expansion a alors été racheté par le gouvernement fédéral pour 4,5 milliards de dollars.

La construction du projet a été tumultueuse, puisque les coûts du projet initialement estimés à 7,4 milliards ont plutôt atteint 34,2 milliards à la fin de la construction en 2024 (DPB, 2024). Des inondations en Colombie-Britannique, les chaînes d'approvisionnement, l'inflation et la pandémie sont certains facteurs responsables de l'explosion des coûts^[2].

Depuis, le Bureau du directeur parlementaire du budget (DPB) a produit plusieurs mises à jour financières sur l'achat de Trans Mountain. Le dernier rapport de 2024 montre que la valeur actuelle de l'oléoduc se situe entre 29,6

[1] *Kinder Morgan Canada Limited suspends non essential spending on Trans Mountain expansion project.* Récupéré de <https://www.transmountain.com/news/2018/kinder-morgan-canada-limited-suspends-non-essential-spending-on-trans-mountain-expansion-project>

[2] *Le coût de l'oléoduc Trans Mountain explose à nouveau.* Récupéré de <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1863269/le-cout-de-loleoduc-trans-mountain-explose-a-nouveau>

et 33,4 milliards (DPB, 2024), dépendamment de la reconduction des contrats actuels dans 20 ans, lorsque ceux-ci viendront à échéance.

Si ces contrats ne sont pas renouvelés, l'oléoduc représentera une perte financière d'environ 4,6 milliards par rapport aux coûts de construction. Avec reconduction, le gouvernement prévoit que Trans Mountain pourrait valoir 0,8 milliard de plus que ce que la construction de l'oléoduc a coûté.

Ces coûts excluent l'achat initial du projet d'expansion de 4,5 milliards. En incluant ces coûts, en date du dernier rapport du DBP, la perte du gouvernement pour Trans Mountain se situe entre 5,3 et 9,1 milliards. De plus, la vente de Trans Mountain est bien sûr sujette à « ce que quelqu'un [soit] prêt à payer pour l'acquérir » et rien ne garantit que le gouvernement puisse vendre l'oléoduc à sa « vraie » valeur.

« la perte du gouvernement pour Trans Mountain se situe entre 5,3 et 9,1 milliards »

Infrastructures gazières

Plusieurs projets de gaz naturel ont vu le jour dans les dernières années, comme Coastal GasLink, LNG Canada, Cedar LNG et Prince Rupert Gas.

Plusieurs projets de gaz naturel ont vu le jour dans les dernières années, comme Coastal GasLink, LNG Canada, Cedar LNG et Prince Rupert Gas. Tous ces projets ont été ou sont en voie d'être construits par des initiatives privées. Cependant, comme le souligne le rapport de *Investors for Paris Compliance*, ces infrastructures ont toutes nécessité de l'argent public pour voir le jour (I4PC, 2025).

Par l'intermédiaire d'Export Développement Canada (EDC), TC Energy a reçu plusieurs prêts pour Coastal GasLink : 500 millions en 2020 et jusqu'à 200 millions en 2024 (I4PC, 2025). Cedar LNG, en construction actuellement, a pour sa part reçu entre 400 et 500 millions de prêts de EDC. Prince Rupert Gas a bénéficié d'un prêt de 150 millions de la Banque de l'Infrastructure du Canada en 2024^[3].

L'aide de l'État pour ces projets ne se calcule pas uniquement en termes financiers. Par exemple, le gouvernement du Québec prévoyait réserver un bloc de 550 mégawatts (MW) pour desservir l'usine de GNL Québec. Ce type d'accord implique qu'en tout temps, une capacité de 550 MW doit être disponible pour l'usine. Donc, cette capacité devient inutilisable pour tout autre projet durant la durée de vie de l'usine. Pour référence, en 2021, lors de l'analyse de GNL Québec par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), la capacité de production d'électricité du Québec était d'environ 47 000 MW (Régie de l'énergie du Canada, 2024). Ainsi, le projet aurait nécessité de consacrer une quantité non négligeable de l'électricité globale produite par la province.

[3] Prince Rupert port gets 150M boost for new export hub. Récupéré de <https://www.biv.com/news/transportation/prince-rupert-port-gets-150m-boost-for-new-export-hub-8803453>

Appui financier de l'État

Malgré toutes les discussions sur de nouveaux projets fossiles qui traverseraient le Québec, il est important de se rappeler qu'à ce jour, aucun promoteur ni investisseur privé ne propose ou ne s'est engagé dans de tels projets depuis l'annulation de GNL Québec et d'Énergie Est. Les modèles de Trans Mountain et des infrastructures gazières montrent le rôle existentiel d'un financement de l'État dans tout futur projet d'infrastructure d'exportation d'hydrocarbures. Comme cela a été constaté le plus directement avec Trans Mountain, les risques de ces projets nécessitent un appui étatique d'envergure et réduisent la capacité du secteur privé à réaliser ces chantiers par lui-même. Pourquoi ?

D'abord, le 'cas d'affaire' (*business case*) de nouveaux projets d'énergies fossiles doit se baser en grande partie sur une projection de la demande pour ce type d'énergie dans les prochaines décennies. Le plus récent rapport de *Investors for Paris Compliance* montre que la demande pour le gaz naturel à travers le monde pose un risque majeur sur les nouveaux projets de gaz naturel au Canada (I4PC, 2025).

Ces projets ont pour objectif d'exporter du gaz naturel en Europe et en Asie. Ils sont donc soumis aux projections de demande de ces régions. Dans le cas de l'Europe, la demande diminue et continuera de diminuer selon l'Union européenne puisque le continent cherche à investir dans les énergies renouvelables. À l'inverse, la demande

pourrait continuer de grandir en Asie, où la transition vers des énergies vertes est moins avancée. Cependant, cette demande est en voie d'être comblée par des projets locaux ou par les producteurs des pays du Golfe qui bénéficient d'infrastructures beaucoup plus avancées, de prix plus intéressants et d'une proximité géographique plus avantageuse que le Canada (surtout pour des infrastructures qui passeraient par l'Est du pays).

Plus largement, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) montre dans son dernier rapport sur les perspectives énergétiques mondiales qu'une « nouvelle vague importante de capacités d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) devrait être mise en service » dans le monde au cours des prochaines années. Si cette mise en service est complétée, « la croissance mondiale de la capacité de production de GNL est plus importante que la croissance prévue de la demande » selon tous les scénarios étudiés par l'AIE (AIE, 2024a). Cette disparité prévue entre l'offre et la demande de GNL causera une pression dépréciative sur les prix. Cette perspective offre un avenir très sombre à de nouveaux projets de GNL au Canada.

« la croissance mondiale de la capacité de production de GNL est plus importante que la croissance prévue de la demande selon tous les scénarios étudiés par l'AIE »

Le constat est similaire pour le secteur pétrolier. Dans son plus récent rapport sur ce dernier, l'AIE souligne qu'au niveau mondial, « la capacité de production de pétrole dépasse largement la demande » (AIE, 2024b). Ce seul constat pose un enjeu majeur pour tout nouveau projet pétrolier au Canada, qu'il ait un objectif de production ou de transport. En effet, la construction d'oléoduc pour le transport pétrolier implique d'accroître la capacité de production pour s'assurer d'une utilisation et d'une rentabilisation de cette infrastructure. Les entreprises pétrolières canadiennes ne s'en cachent pas puisque celles-ci poussent pour un accroissement de la production de pétrole^[4].

Cependant, dans un contexte où la demande mondiale dépasse déjà la capacité de production, tout investissement dans de tels projets est confronté à un risque de marché extrêmement élevé. C'est pourquoi le soutien économique de l'État apparaît comme nécessaire. S'ajoute à ce risque de marché les particularités physiques de la ressource que le Canada extrait et exporte, dont la plus grande part est du bitume lourd. Celui-ci est de qualité moindre que le baril de pétrole moyen présent sur les marchés mondiaux, ce qui rend le produit plus cher à transporter et raffiner. Ce pétrole ne peut d'ailleurs pas être raffiné partout, puisque ce sont surtout les régions de l'Asie et du Golfe du Mexique qui ont les technologies pour le faire. Ce contexte ne justifie pas un tracé d'oléoduc qui exporterait vers l'Est. Ces circonstances rendent le modèle d'affaire d'une telle infrastructure très chancelant,

ce qui explique qu'il ne soit pas prisé par des investisseurs et promoteurs. Le cumul de ces risques de marché se traduit par un risque plus général : que tout oléoduc vers l'Est ne soit qu'une valeur d'option pour les extracteurs de l'Ouest, et donc qu'il souffre de sous-utilisation chronique. Puisque les revenus de l'exploitation d'un oléoduc sont fonction du volume de liquide qu'il transporte, une sous-utilisation impacterait négativement la rentabilité de tout projet. L'État, au contraire des investisseurs et acteurs privés, peut exploiter une infrastructure à perte au nom de l'intérêt national. C'est pourquoi une prise en charge par l'État de ces risques reste la seule option pour les producteurs.

« Puisque les revenus de l'exploitation d'un oléoduc sont fonction du volume de liquide qu'il transporte, une sous-utilisation impacterait négativement la rentabilité de tout projet. »

À ces risques propres à chaque industrie s'ajoutent les risques réglementaires auxquels sont soumis des projets d'exportation de pétrole et gaz. Nous pouvons nous attendre à voir de plus en plus de réglementations limitant la combustion d'énergies fossiles à travers le monde. Ces règlements causent un risque existentiel pour des projets d'hydrocarbures qui ont une perspective de plusieurs décennies.

[4] Build Canada Now. An urgent plan to strengthen economic sovereignty. Récupéré de <https://www.tcenergy.com/newsroom/statements/2025-03-19-build-canada-now-an-urgent-plan-to-strengthen-economic-sovereignty/>

Le contexte actuel est conducteur d'importants risques financiers auxquels sont soumis tous nouveaux projets d'énergie fossile au Canada. Leur réalisation nécessite donc une intervention financière de l'État. On estime pour l'année 2023 que les subventions à l'industrie fossile du Canada étaient déjà d'au moins 18,33 milliards (Environmental Defence, 2024). L'appui public à tout nouveau projet d'infrastructure de transport et exportation d'hydrocarbure ne ferait qu'accroître ce montant déjà trop élevé.

Comment le gouvernement fédéral pourrait-il financer ces projets ? Un futur gouvernement pourrait décider de le faire en coupant dans les services à la population, en réduisant le filet social, en laissant la dette croître ou en augmentant les taxes ou les impôts. Des projets de transports pétroliers au Québec, ou un projet de GNL, devraient en partie ou en totalité être pris en charge par les impôts payés au Québec.

Le retour sur investissement de ces projets est extrêmement risqué. Bien au contraire, tout porte à croire que ces projets engendreraient des pertes.

Finalement, la réduction nécessaire de la consommation d'énergie fossile à l'échelle mondiale au cours des prochaines décennies entraînera une augmentation des risques associés aux projets fossiles misant sur la poursuite de cette consommation.

Dans ce contexte, on peut prédire que plus le temps avance, plus il sera nécessaire aux infrastructures fossiles d'obtenir un soutien financier et des concessions de la part des états. Dans ses analyses, le Fonds monétaire international (FMI) note que cette tendance est déjà observable depuis quelques années : les subventions étatiques mondiales à l'industrie fossile sont passées de 4,7 trilliards de dollars américains en 2015 à 7 trilliards en 2022 (FMI, 2019 ; FMI 2023).



Coûts de nouveaux projets

Pour estimer les retombées et les coûts de nouveaux projets d'hydrocarbures au Québec, nous mettons de l'avant trois projets hypothétiques à partir des discussions dans les médias. Pour le pétrole, un oléoduc Énergie Est 2.0 et un oléoduc vers la Côte-Nord, Énergie Nord-Est. Pour le gaz, un gazoduc et terminal de liquéfaction GNL Québec 2.0. L'analyse de chaque cas est basée sur les données provenant de projets d'énergies fossiles proposés au Québec dans le passé, soit Énergie Est pour le pétrole et Gazoduc-GNL Québec pour le gaz.

Ensuite, pour mettre à jour les données financières du projet, coût de construction et modèle de financement, nous nous sommes basés sur les projets récents de nouveaux oléoducs et de gazoducs réalisés au Canada. Dans le cas du pétrole, notre référence est le projet Trans Mountain et, dans le cas du gaz, Coastal GasLink. Les deux acheminent des hydrocarbures de l'Ouest vers la côte pacifique. Ils sont d'envergures similaires à ceux présentés dans les médias et sont entièrement neufs.

Oléoduc pancanadien

L'initiative de l'oléoduc Énergie Est abandonné en 2017 par TransCanada (aujourd'hui TC Energy) vient à l'esprit lorsqu'il est question de transport pétrolier pancanadien. L'oléoduc d'environ 4 500 km devait se rendre de Hardisty en Alberta au port de Saint John au Nouveau-Brunswick en vue d'exportation via l'Atlantique (BAPE, 2016). La construction de 1 520 km d'oléoduc était prévue, dont 648 km au Québec. Le reste du parcours concernait la conversion de 3 000 km du gazoduc Canadian Mainline en oléoduc. La partie québécoise d'Énergie Est prévoyait arriver au Québec de l'Ontario par le sud en passant par Montréal, puis aurait traversé le Saint-Laurent entre Québec et Lévis, pour continuer vers le Bas-Saint-Laurent et le Témiscouata.

Rappelons que l'oléoduc Trans Mountain, conclu en 2024, s'étend sur 980 km et a coûté 34,2 milliards au gouvernement canadien. Partant de ces données avec un coût au kilomètre de **34,9 millions**, le coût de construction de 648 km d'oléoduc au Québec pourrait s'élever à **22,6 milliards**^[5].

[5] Voir l'annexe méthodologique pour plus de détails.

La situation dans le reste du Canada est différente qu'à l'époque d'Énergie Est, puisqu'il serait impossible de convertir la Canadian Mainline aujourd'hui. Celle-ci est actuellement utilisée à pleine capacité pour transporté du gaz. Le président de TC Energy soulignait récemment que cette conversion n'était plus envisageable considérant les contrats à long-terme auxquels le gazoduc était soumis^[6]. Donc, un oléoduc pancanadien devrait être reconstruit entièrement sur 4 500 km de l'Alberta au Nouveau-Brunswick. Le coût total d'une telle construction est susceptible d'avoisiner **157 milliards**^[7].

« un oléoduc pancanadien devrait être reconstruit entièrement sur 4 500 km de l'Alberta au Nouveau-Brunswick. Le coût total d'une telle construction est susceptible d'avoisiner 157 milliards »

En sus s'ajoutent les coûts de la dette payée par le gouvernement pour emprunter une telle somme. En effet, comme cela a été le cas avec Trans Mountain, le gouvernement devrait s'endetter pour financer la construction de l'oléoduc. En utilisant le même taux d'intérêt payé par le gouvernement sur la dette de Trans Mountain, soit 5,7% en moyenne (Trans Mountain Pipeline ULC, 2024), les intérêts sur la dette sur 20 ans

s'élèvent à 106 milliards. Le coût total du projet incluant les intérêts sur la dette pourrait donc atteindre **263 milliards**. **Cela représente un coût par habitant de \$6 575**^[8].

Oléoduc « au nord du Québec »

Au cours des derniers mois, la construction de nouveaux projets de transport pétrolier au Québec a suscité des débats dans l'espace public. Dernièrement, François Legault a suggéré qu'il pourrait être intéressant d'analyser « un oléoduc qui passe au nord du Québec, qui pourrait déboucher, par exemple, à Sept-Îles »^[9]. Similaire à Énergie Est, ce plan aurait pour particularité d'arriver par l'Ontario par le Nord, et d'exporter directement via le port de Sept-Îles.

En s'alignant avec le tracé ontarien d'Énergie Est, l'arrivée du pétrole au Québec pourrait se faire en Abitibi-Témiscamingue, dans la région de Rouyn-Noranda. Ce tracé correspond environ à un oléoduc de 980 km, la même longueur que Trans Mountain. En effet, une arrivée du pétrole par le Nord plutôt que par le Sud engendre un allongement de la portion québécoise de l'oléoduc, puisque le territoire québécois s'étend plus à l'ouest dans la région de Rouyn-Noranda que vers Montréal.

[6] TC Energy Rules Out Sale of Canadian Mainline Pipeline. Récupéré de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-04-10/tc-energy-rules-out-mainline-sale-as-canada-seeks-oil-security>

[7] Voir l'annexe méthodologique pour plus de détails.

[8] *Ibid.* Ce scénario fait l'hypothèse d'un endettement public sur l'entièreté du coût de la construction.

[9] Legault lance l'idée d'un pipeline dans le nord du Québec. Récupéré de <https://www.ledevoir.com/politique/quebec/880120/legault-reve-pipeline-nord-quebec>

En se basant une nouvelle fois sur les coûts de Trans Mountain, on peut estimer le coût de la portion québécoise de ce projet à **34,2 milliards**.

Gazoduc et usine de GNL

Les discussions sur la question de la construction d'un gazoduc et d'une usine de liquéfaction de gaz naturel, influencées par le projet GNL Québec, sont également actives^[10]. Pour rappel, le plan GNL Québec cherchait à construire un gazoduc acheminant du gaz naturel dans une usine de liquéfaction au Saguenay qu'il faudrait également mettre sur pied. Le GNL serait exporté vers les marchés mondiaux, surtout l'Europe et l'Asie.

La portion québécoise du gazoduc devait s'allonger sur 720 km en arrivant depuis l'est-ontarien par l'Abitibi-Témiscamingue jusqu'au Saguenay. La portion ontarienne du tracé était évaluée à 60 km (BAPE, 2021). Plusieurs projets de gazoduc peuvent servir de référence pour estimer le coût d'un gazoduc au Québec. Le projet Coastal Gas Link achevé en 2023 dans l'Ouest canadien a connu, comme Trans Mountain, plusieurs vagues de dépassement de coûts.

Originellement estimé à 4 milliards de dollars (IEEFA, 2021), le gazoduc a finalement coûté 14,5 milliards pour 670 km de gazoduc. En dollars de 2025, cela équivaut à un coût de 15,15 milliards. En se basant sur ce coût, un gazoduc au Québec, tel que celui décrit plus haut, pourrait coûter plus de **16 milliards de dollars**. Le coût total incluant la portion ontarienne s'élèverait à **17,64 milliards**.

Pour ce qui est de l'usine de liquéfaction, l'estimation originale d'Énergie Saguenay était de 9 milliards en 2018, ou 11,1 milliards en dollars de 2025. En y ajoutant le pourcentage de dépassements des coûts de l'usine LNG Canada^[11], qui est approvisionnée par Coastal GasLink, une usine de GNL au Saguenay pourrait coûter **14,3 milliards**. Au total, les coûts du gazoduc au Québec et de l'usine s'élèveraient à environ **30,6 milliards**^[12].

[10] *Le gouvernement caquiste rappelle son préjugé favorable*. Récupéré de <https://www.lapresse.ca/actualites/environnement/2025-02-05/projet-gnl-quebec/le-gouvernement-caquiste-rappelle-son-prejugé-favorable.php>

[11] L'estimation initiale pour la construction de l'usine LNG Canada était de 14 milliards, pour un coût final de 18 milliards (I4PC, 2025).

[12] Voir l'annexe méthodologique pour plus de détails.

Retombées de nouveaux projets

Retombées économiques

Les discussions au Québec concernant les projets d'énergie fossile ont toujours été marquées par l'épineuse question des retombées économiques. Rappelons qu'en 2014, lorsque le gouvernement de Philippe Couillard étudiait Énergie Est, certaines conditions avaient été émises en vue de l'évaluer. L'une d'elles portait sur la nécessité de retombées économiques et fiscales pour le Québec. Questionné à l'Assemblée nationale sur le sujet d'un éventuel retour de projets de pipeline au Québec, le premier ministre François Legault a aussi fait des retombées économiques pour le Québec une condition *sine qua non*.

Pourtant, n'étant pas producteur d'énergie fossile, le Québec ne peut bénéficier d'une part de la rente de leur extraction, comme le peuvent les provinces de l'Ouest. N'étant pas non plus le destinataire principal des hydrocarbures, la valeur d'un Énergie Est 2.0 ou d'un Énergie Nord-Est pour la société québécoise ne se trouve pas non plus du côté de la consommation locale de cette énergie. Les projets actuellement en discussion dans la sphère médiatique sont tous des projets de transport et d'exportation outremer de ressources faiblement transformées.

Le Québec n'est qu'une zone de transit, et dans le cas du GNL, d'une première transformation qui ne vise qu'à rendre le gaz naturel de l'Ouest transportable par bateau. Puisque la valeur ajoutée à ces produits sur le territoire québécois est faible, voire nulle, les retombées économiques seront assez faibles.

En ce qui concerne les projets pétroliers, tels que le transport de pétrole par un oléoduc comme Énergie Est, les emplois créés ne seraient actifs que pendant la phase de construction du projet. La dernière estimation sur le nombre d'emplois actifs chaque année au Québec pendant la phase d'exploitation de l'oléoduc était de 33 emplois (Conference Board du Canada, 2015).

Les retombés économiques des emplois créés lors de la phase de construction sont également incertaines dans la mesure où un constructeur/promoteur pourrait avoir recours à de la main d'oeuvre hors Québec spécialisée dans l'installation de ces infrastructures. Il n'y a aucune garantie du nombre d'emplois directs créés au Québec lors de cette phase. Finalement, il y a les emplois indirects et les revenus des entreprises locales sous-traitantes qui appuient les constructeurs et promoteurs, mais encore là, il est difficile sans projet concret d'estimer la part des dépenses qui leur serait dévolue.

S'il en est de même pour un gazoduc qui desservirait une usine de liquéfaction de gaz naturel, l'usine GNL aurait pour sa part une certaine quantité d'emplois permanents pour assurer son fonctionnement. En phase d'exploitation, c'est entre 250 et 300 emplois qui étaient prévus pour l'usine (BAPE, 2021). Comme l'avait montré un groupe d'économistes lors des audiences du BAPE, la création d'emplois au Saguenay-Lac-Saint-Jean lors de la phase de construction ou d'exploitation du projet doit être analysée selon la réalité économique de la région^[13].

Dans une lettre publiée dans La Presse en 2019, des économistes soulignaient un taux de chômage particulièrement bas (5,4%) au Saguenay-Lac-St-Jean, qui causerait une embauche provenant de l'extérieur de la région ou qui aurait cannibalisé d'autres industries. Il est donc nécessaire d'estimer, dans le contexte économique actuel, s'il s'agirait encore

d'un net-positif à zéro en termes d'emplois créés pour la région. En ce début 2025, le taux de chômage est d'environ 4% au Saguenay-Lac-St-Jean, avec 3 175 postes vacants dans le dernier trimestre de 2024 (Institut de la statistique du Québec, 2025 ; MEIE, 2025).

De plus, un nouveau plan d'infrastructures de construction d'éoliennes a été mis sur pied dans la région du Saguenay-Lac-St-Jean^[14]. Les emplois destinés à la construction de ces infrastructures d'énergies vertes seraient mis en concurrence et potentiellement en danger par la venue d'un projet d'usine de GNL dans la région.

En somme, s'il est très difficile en absence d'un projet concret d'estimer ses retombées économiques pour le Québec, on sait qu'elles seraient presque exclusivement générées lors de la phase de construction des infrastructures. Paradoxalement, si un projet de transport d'énergie fossile génère beaucoup d'emplois et d'activités sur le territoire lors de sa construction, en situation de marché du travail serré et de pénurie relative de main d'oeuvre, cela pourrait ralentir la réalisation d'autres projets énergétiques plus structurants pour le Québec, comme ceux qui visent à augmenter l'offre d'énergie renouvelable et le déploiement du plan d'action d'Hydro-Québec.

En résumé, **ces projets ne sont pas économiquement structurants pour le Québec, ils ne génèrent presque aucun bénéfice à long terme et ils ne répondent pas aux besoins énergétiques du futur.**

[13] *Le projet GNL Québec, bon pour l'économie ?* Récupéré de <https://www.lapresse.ca/debats/opinions/2019-10-15/le-projet-gnl-quebec-bon-pour-l-economie>

[14] *Vers un parc éolien de 1000 MW d'ici 2035 sur la rive nord du Saguenay.* Récupéré de <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/2136091/annonce-eoliennes-energie-hydro-quebec>

Impact environnemental

À l'inverse, l'impact environnemental de ces projets est, pour sa part, très structurant. Les émissions de gaz à effet de serre (GES) induites par un oléoduc ou un gazoduc qui traverserait la province seraient verrouillées pendant toute la durée de vie du projet.

En effet, les trois chantiers présentés en première partie auraient une activité moyenne d'environ 35 ans. Pour assurer la rentabilité des projets, chacun doit opérer à une certaine capacité. Ainsi, pour comprendre leur impact environnemental en terme de contribution aux changements climatiques, nous pouvons estimer les émissions de GES induites par la capacité de transport de chaque projet.

Dans le cas d'Énergie Est, l'oléoduc devait avoir une capacité de 1,1 million de barils par jour, ou d'environ 401 millions de barils par année. Le pétrole transporté produit dans l'Ouest du Canada est du pétrole lourd. L'analyse de cycle de vie du pétrole canadien (de l'extraction à la combustion) montre que ce type d'énergie est particulièrement émissif, avec une fourchette se situant entre 100 et 115 gCO₂eq par MJ de bitume (Cai et al, 2015).

En se basant sur ces données, si Énergie Est 2.0 opérait à 60% de capacité, les 660 000 barils de pétrole qui le traverseraient quotidiennement auraient un impact induit se situant entre 164 et 189 millions

de tonnes de CO₂eq par année^[15]. Par ailleurs, ces données sont probablement sous-estimées, puisqu'une étude plus récente montre que les émissions du bitume pour son extraction, son transport et son raffinage sont sous-estimées^[16].

Rappelons que la construction d'un oléoduc implique nécessairement d'y faire traverser une certaine quantité de pétrole à long-terme pour assurer sa rentabilité. L'oléoduc implique donc nécessairement une production de pétrole et c'est pourquoi l'analyse de cycle de vie permet de mettre en lumière les émissions induites du projet.

« Énergie Est 2.0 [aurait] un impact induit situé entre 164 et 189 millions de tonnes de CO₂eq par année »

Les émissions induites de l'infrastructure ne constituent pas les seuls impacts environnementaux. Comme le soulignait la réponse de la Colombie-Britannique à Trans Mountain, les risques de déversements sont considérables. Selon les données de TransCanada pour Énergie Est, la probabilité d'un déversement sur 648 km (la longueur de la portion québécoise de l'oléoduc) est de 22% chaque année^[17] (Régie de l'Énergie du Canada, 2016). Cela représente un incident tous les 4 ou 5 ans au Québec. En incluant la construction et la conversion de l'oléoduc dans le reste du

[15] Voir l'annexe méthodologique pour plus de détails.

[16] de Bortoli et al. (2024) montre que ces émissions sont sous-estimées puisque les émissions fugitives de méthane lors de l'extraction ont été sous-évaluées. Les données de l'étude montrent que les émissions d'un projet comme Énergie Est pour l'extraction, le transport et le raffinage seulement se situent entre 34 et 95 millions de tonnes par année. Voir la note méthodologique.

[17] La fréquence calculée est de 0,00034 incident par km par année pour un oléoduc neuf, et 0,00043 pour un oléoduc converti.

Canada, le chiffre s'élève à 1,8 incident chaque année.

Pour ce qui est de GNL Québec, l'usine de liquéfaction nécessitait avant tout le verrouillage d'un bloc d'énergie de 550 MW disponible durant toute la durée de vie de l'usine. Ce bloc deviendrait indisponible pour tout projet d'énergie renouvelable. De plus, le BAPE avait commandé une étude du Centre international de référence sur l'analyse du cycle de vie et la transition durable (CIRAIG) afin d'évaluer les émissions du projet sur l'ensemble de son cycle de vie (de l'approvisionnement à l'utilisation du gaz). Le résultat de l'étude évaluait les émissions du projet à 45,5 millions de tonnes de CO₂eq par année (BAPE, 2021).

Tel que souligné plus haut, la mise en place de ces infrastructures implique de verrouiller l'émission de millions de tonnes de GES à chaque année pendant 35 ans (tableau 1). À titre comparatif, les émissions totales de GES du Québec présentées dans son dernier bilan en 2022 s'élevaient à 79,3 millions de tonnes de GES (MELCCFP, 2024).

Bien que les projets cherchent à exporter les énergies fossiles et qu'une grande partie de ces émissions n'aurait pas d'impact sur le bilan du Québec, il est clair que la contribution de ces projets aux changements climatiques est contraire aux objectifs québécois en matière environnementale. En effet, la seule façon de rentabiliser ces projets est d'assurer une certaine capacité de livraison pendant toute sa durée de vie. Leur construction ne pourrait se faire demain matin, et si elle se terminait dans 5 ans, cela impliquerait le verrouillage de millions de tonnes d'émissions de GES jusqu'en 2065. Il est inenvisageable d'atteindre une carboneutralité en 2050 si de tels chantiers sont entamés.

« la mise en place de ces infrastructures implique de verrouiller l'émission de millions de tonnes de GES à chaque année pendant 35 ans »

Tableau 1 : Coûts et émissions de CO₂ des projets fossiles à l'étude

	Coûts (portion québécoise, en dollars)	Coûts totaux (Canada, en dollars)	Émissions de CO ₂ eq
Énergie Est 2.0	22,6 milliards	157 milliards	entre 164 et 189 millions de tonnes
Énergie Nord-Est	34,2 milliards	157 milliards	entre 164 et 189 millions de tonnes
Gazoduc et usine GNL	30,58 milliards	31,94 milliards	45 millions de tonnes

De plus, la recherche sur les changements climatiques met en garde contre ce type de verrouillage, puisqu'il devient particulièrement difficile d'engager des efforts de transition lorsque des coûts d'investissements élevés sont engagés dans des infrastructures de longue durée. Ces types d'investissements verrouillent les sociétés dans un certain état puisqu'ils verrouillent l'offre énergétique sur de longues périodes (Seto et al, 2016).

En conséquence, en plus de garantir une quantité annuelle d'émissions, ces infrastructures causent de l'inertie, puisqu'elles engendrent d'autres verrouillages de type financier, infrastructurel ou légal. Par exemple, un oléoduc nécessite des raffineries et requiert donc qu'une quantité fixe de raffineries soit préservée lors de toute sa

durée de vie. Similairement, un gazoduc a besoin d'un certain cadre légal et entrave la mise en place de certaines lois qui pourrait le mettre en péril lors de sa durée de vie. À cet égard, elles sont particulièrement dangereuses dans un monde qui doit transitionner vers l'utilisation d'énergies vertes.

« en plus de garantir une quantité annuelle d'émissions, ces infrastructures causent de l'inertie, puisqu'elles engendrent d'autres verrouillages de type financier, infrastructurel ou légal »



Questions et réponses

Est-ce que ces projets peuvent accroître notre sécurité énergétique ?

Il faut bien définir ce qui est entendu par sécurité énergétique. Si nous voulons dire que ces projets pourraient accroître l'autonomie énergétique du Québec ou même celle du Canada, alors il faut se rappeler que tous les projets présentés sont de nature exportatrice. L'énergie transportée à travers des projets comme Énergie Est ou GNL Québec ne représente pas de l'énergie qui serait consommée au Québec ou au Canada.

Dans un contexte de sécurité énergétique face aux États-Unis, il faut noter que le Québec n'importe pas de gaz naturel directement des États-Unis. Pour ce qui est du pétrole, un projet comme Énergie Est ne pourrait pas avoir pour objectif de desservir seulement le Québec. La capacité de transport de pétrole d'une infrastructure comme Énergie Est est beaucoup plus grande que la consommation québécoise de pétrole provenant des États-Unis.

Plus précisément, le projet Énergie Est prévoyait transporter 1,1 million de barils par jour. De cette capacité, c'est seulement 11,4% du pétrole transporté par Énergie Est qui devrait s'arrêter au Québec si nous cherchions à remplacer nos importations des États-Unis^[19]. Si nous incluons l'importation totale des provinces de l'Atlantique, c'est 35,5% de la capacité du projet Énergie Est qui servirait à remplacer tout le pétrole importé par l'Est canadien. Au mieux, environ un tiers du projet Énergie Est desservirait l'Est canadien en pétrole pour remplacer ses importations. C'est donc nécessairement un projet avant tout de nature exportatrice, et qui serait certainement financé par les contribuables canadiens.

Finalement, l'installation d'une telle infrastructure va à contre-courant de plusieurs politiques mises en place au Québec. Par exemple, la fin de la vente de véhicule à combustion au Québec en 2035 implique une réduction significative des besoins en pétrole de la province. Cela invalide la nécessité d'investir dans une infrastructure de transport de pétrole avec une durée de vie de plusieurs décennies.

[18] Voir l'annexe méthodologique pour plus de détails.

Est-ce que la réduction de barrières réglementaires comme les plafonds d'émissions permettrait d'avoir des produits d'hydrocarbures plus compétitifs sur les marchés mondiaux ?

La réduction des lois entourant les objectifs environnementaux canadiens et québécois aurait des impacts économiques négatifs majeurs pour l'économie. Comme le montre l'Institut climatique canadien (ICC), beaucoup d'actifs au Canada ont été bâtis autour de ces réglementations. Par exemple, de nombreux investissements dans des projets bas-carbone ont été faits dans le contexte de ces réglementations et perdraient leur valeur si ces réglementations tombaient. L'ICC dénombre au moins 21,4 milliards (ICC, 2025) d'actifs qui seraient en danger si les réglementations canadiennes du carbone disparaissaient.

De plus, ces règlements sont nécessaires et bénéfiques pour l'atteinte des objectifs canadiens en matière de décarbonation. Selon l'ICC, les « systèmes de tarification industrielle du carbone sont le principal facteur de réduction des émissions au Canada d'ici à 2030 » (ICC, 2025).

Par ailleurs, ces « barrières réglementaires » ne changent rien aux marchés mondiaux de ces énergies qui placent tout nouveau projet fossile dans un contexte financier très précaire.

« L'ICC dénombre au moins 21,4 milliards d'actifs qui seraient en danger si les réglementations canadiennes du carbone disparaissaient »

Est-ce que le gaz naturel pourrait être utilisé comme énergie de transition ?

Le gaz fossile dit « naturel » est du méthane, un GES très puissant dont l'impact sur le réchauffement climatique est 80 fois plus élevé que celui du CO₂ sur 20 ans. De plus, si le gaz fossile émet de 25 % à 32 % moins de GES à la combustion, sur l'ensemble de son cycle de vie, il peut être aussi dommageable, voire plus que le charbon, à cause des fuites invisibles qui surviennent à toutes les étapes de l'extraction, du transport et de la distribution. Aussi, la durée de vie d'un gazoduc et d'une usine de GNL est d'environ 35 ans et les émissions induites de ces infrastructures devront être émises durant toute la durée de vie du projet.

Tout porte à croire également que ces projets viendraient ajouter le gaz naturel au mix énergétique et non remplacer des énergies plus émissives comme le charbon. Il n'existe aucune garantie que les pays importateurs de GNL remplacent des énergies plus émissives par le gaz naturel. La demande en énergie est en croissance dans les pays d'Asie et le GNL pourrait simplement s'ajouter à leur mix énergétique, amplifiant les émissions de GES.

Finalement, l'AIE a produit un rapport sur l'état de l'énergie qui est nécessaire pour atteindre la cible de carboneutralité mondiale en 2050.

Dans ce rapport, l'agence explique que : « aucun nouveau gisement de gaz naturel n'est nécessaire dans les [scénarios Net-Zero] en-dehors de ceux qui sont déjà en cours d'exploitation. Plusieurs installations de liquéfaction de gaz naturel liquéfié (GNL) en cours de construction ou de planification ne sont pas non plus nécessaires » (AIE, 2021). Dans ce contexte, il est clair que de nouveaux projets de gaz naturel ne doivent pas participer à une transition énergétique mondiale.



Conclusion

Tel que démontré par les projections de la production et de la demande en énergies fossiles à travers le monde, les marchés d'énergies fossiles sont très risqués et le seront de plus en plus dans les années à venir. La capacité de production du pétrole et du gaz naturel à travers le monde dépasse la demande prévue pour ces énergies. De plus, nous pouvons prévoir une croissance des règlements décourageant la production des énergies fossiles au profit d'énergies vertes pour répondre à la crise climatique.

Cette situation rend le marché extrêmement compétitif, tout particulièrement pour des producteurs d'un produit de basse qualité comme le bitume canadien. Cela entraîne des risques majeurs pour tout nouveau projet d'énergies fossiles. Dans ce contexte, de nouveaux projets de transports destinés à l'exportation et qui traverseraient le Québec sont affectés, puisqu'ils nécessitent un taux d'utilisation élevé pendant des décennies après leur

construction. Les marchés mondiaux ne peuvent pas garantir une telle capacité.

Ce contexte engendre le besoin d'une prise en charge publique de ces projets. L'investissement privé dans des infrastructures aussi risquées est très peu probable et est démontré par l'absence de promoteur pour ces projets au Canada depuis l'abandon de GNL Québec et d'Énergie Est.

Dans ce contexte, une prise en charge de ces projets par les contribuables constitue non seulement un investissement qui mènerait assurément à une perte financière, mais aussi à peu de retombées économiques pour le Québec. À contrario, ces projets constituent avant tout un verrouillage d'émissions de CO₂ sur des décennies, en plus de tous les autres impacts environnementaux potentiels, notamment en matière de fuites. En cela, ils nous conduiraient inévitablement sur la voie de l'échec dans la lutte aux changements climatiques.

Bibliographie

AIE (2024a). *WEO, Perspectives énergétiques mondiales*, Rapport, Paris, Agence Internationale de l'Énergie. Récupéré de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

AIE (2024b). *Oil 2024*, Rapport, Paris, Agence Internationale de l'Énergie. Récupéré de <https://www.iea.org/reports/oil-2024>

AIE (2021). *Net-Zero by 2050*, Rapport, Paris, Agence International de l'Énergie. Récupéré de <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

BAPE (2021). *Projet de construction d'un complexe de liquéfaction de Gaz naturel à Saguenay*, Rapport d'enquête et d'audience publique, Québec.

BAPE (2016). *Projet Oléoduc Énergie Est*, Processus BAPE, Québec.

Conference board du Canada (2015). *Projet d'oléoduc Énergie Est : les retombées économiques pour le Canada et ses régions*, Rapport personnalisé, Ottawa. Récupéré de https://archives.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR2.1.8.pdf

Cai, Hao, Adam R Brandt, Sonia Yeh, Jacob G Englander, Jeongwoo Han, Amgad Elgowainy et Michael Q Wang (2015). « Well-to-Wheels Greenhouse Gas Emissions of Canadian Oil Sands Products: Implications for U.S. Petroleum Fuels », *Environmental science & technology*, 49(13), 8219-8227.

de Bortoli, Anne, Olutoyin Rahimy et Annie Levasseur (2024). « Environmental life-cycle impacts of bitumen: Systematic review and new Canadian models », *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 136, 104439.

DPB (2024), *Réseau de pipelines Trans Mountain - Rapport de 2024*, Bureau du Directeur Parlementaire du Budget, Ottawa. Récupéré de <https://www.pbo-dpb.ca/fr/publications/RP-2425-021-S--trans-mountain-pipeline-2024-report--reseau-pipelines-trans-mountain-rapport-2024>

Environmental Defence (2024). *Canada's Fossil Fuel Funding in 2023*. Media backgrounder, Toronto. Récupéré de <https://environmentaldefence.ca/wp-content/uploads/2024/03/Canadas-Fossil-Fuel-Subsidies.pdf>

FMI (2023). *IMF Fossil Fuel Subsidies Data: 2023 Update*. IMF Working Papers, Washington D.C., Fonds Monétaire International. Récupéré de <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/08/22/IMF-Fossil-Fuel-Subsidies-Data-2023-Update-537281>

FMI (2019). *Global Fossil Fuel Subsidies Remain Large: An Update Based on Country-Level Estimates*. IMF Working Paper, Washington D.C., Fonds Monétaire International. Récupéré de <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/001/2019/089/001.2019.issue-089-en.xml>

I4PC (2025). *That ship has sailed: the missing business case for LNG exports via Canada's East Coast*, Rapport, Investors for Paris Compliance.

Gouvernement du Canada (2025), *Calendrier de la décision relative au projet TMX*. Récupéré le 25 avril 2025 de <https://www.canada.ca/fr/campagne/trans-mountain/comment-les-decisions-tmx-sont-prises.html>

IIEFA (2021). *Review of LNG Canada Project: Delays, Policy Changes, and Rising Costs*. Rapport, Valley City. Récupéré de https://ieefa.org/sites/default/files/2022-02/Review-of-LNG-Canada-Project-Delays-Policy-Changes-and-Rising-Costs_November-2021.pdf

Institut climatique du Canada (21 mars 2025). « FACT SHEET: Five things to know about Canada's industrial carbon pricing systems » [billet de blogue], L'institut climatique du Canada. Récupéré de <https://climateinstitute.ca/news/fact-sheet-canada-industrial-carbon-pricing-systems/>

Institut de la statistique du Québec (2025). *Indicateurs mensuels : emploi et taux de chômage par région administrative*, Québec. Récupéré de <https://statistique.quebec.ca/fr/produit/tableau/indicateurs-mensuels-emploi-et-taux-de-chomage-par-region-administrative>

MEIE (2025). *Portrait régional. Saguenay-Lac-Saint-Jean*. Québec, Récupéré de <https://www.economie.gouv.qc.ca/pages-regionales/saguenay-lac-saint-jean/portrait-regional/dernieres-nouvelles>

MELCCFP (2024). *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2022 et leur évolution depuis 1990*. Québec. Récupéré de <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/2022/inventaire-ges-1990-2022.pdf>

Régie de l'Énergie du Canada (2016). *Appendix 12-1 Pipeline Risk Assessment* [préparé pour Energy East Pipeline Limited], Ottawa, Stantec Consulting. Récupéré de https://docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2995824/2968120/A76987%2D1_V12_Appendix_12%2D1_Pipeline_Risk_Assessment_%2D_A5A6J6.pdf?nodeid=2968121&vernum=-2

Régie de l'Énergie du Canada (2024). *Profils énergétiques des provinces et territoires - Québec*, Ottawa. Récupéré de <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-quebec.html>

Seto, Karen C., Steven J. Davis, Ronald B. Mitchell, Eleanor C. Stokes, Gregory Unruh et Diana Urge-Vorsatz (2016). « Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications », *Annual Review of Environment and Resources*, 41:425–52.

Trans Mountain Pipeline ULC (février, 2024). *Response to CER IR No.2, Attachment 2.1(a)*. Récupéré de https://docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/4301738/4369664/4369669/4437980/C28509%2D3_03_Attachments_%2D_Response_to_CER_IR_No._2_%2D_A8W4V9.pdf?nodeid=4437761&vernum=-2

Annexe : méthodologie

Coûts des scénarios d'oléoducs

Les coûts des oléoducs (tableau 2) se basent sur le coût de l'oléoduc Trans Mountain^[19], puisqu'il est le seul oléoduc nouvellement construit au Canada dans la dernière décennie.

Tableau 2 : Coûts de différents scénarios d'oléoducs en comparaison avec Trans Mountain

	Longueur (en km)	Coûts (en milliards de dollars)
Trans Mountain	980	34,20
Énergie Est (portion québécoise)	648	22,61
Énergie Est (total)	4 500	157,04
Énergie Nord-Est (portion québécoise)	980	34,20
Énergie Nord-Est (total)	4 500	157,04

L'augmentation des coûts observée lors de la construction de Trans Mountain est pertinente à intégrer dans les projections de coûts d'autres oléoducs. En effet, les nouveaux projets de gazoducs (Coastal GasLink, Prince Rupert Gas) construits dans la dernière décennie au Canada, tout comme Trans Mountain, ont connu des augmentations de coûts majeures. Ce constat est vrai que les projets soient portés par le public ou par le privé.

[19] Le projet ayant été terminé en 2024, moins d'un an après la rédaction de ce rapport, la conversion en dollars de 2025 n'est pas pertinente.

Coûts de l'intérêt sur la dette de l'oléoduc

Pour calculer l'intérêt payé sur la dette du projet, nous avons utilisé le taux d'intérêt sur la dette de Trans Mountain. En moyenne jusqu'en 2044, le taux d'intérêt payé sur la dette est de 5,7%^[20] selon Trans Mountain Pipeline ULC.

En se basant sur une dette de 157 milliards, le total des intérêts capitalisé mensuellement est de 106,47 milliards.

Coûts du scénario de gazoduc

Les coûts du gazoduc (tableau 3) se basent sur le coût du gazoduc Coastal GasLink, puisque c'est l'unique projet de gazoduc d'envergure dont la construction est terminée et qui s'est construit au Canada dans la dernière décennie. Par exemple, le projet North Montney Mainline, de 206 km, n'est pas soumis aux mêmes risques qu'un projet de 670 km comme Coastal GasLink.

Tableau 3 : Coûts d'un gazoduc au Québec en comparaison avec Coastal GasLink

	Longueur (en km)	Coûts (en milliards de dollars de 2025)
Coastal GasLink	670	15,15 ^[21]
Gazoduc GNL Québec (portion québécoise)	720	16,28
Gazoduc GNL Québec (portion québécoise + ontarienne)	780	17,64

[20] Trans Mountain Pipeline ULC (février, 2024). Response to CER IR No.2, Attachment 2.1(a). Récupéré de https://docs2.cer-rec.gc.ca/II-eng/IIisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/4301738/4369664/4369669/4437980/C28509%2D3_03_Attachments_%2D_Response_to_CER_IR_No_2_%2D_A8W4V9.pdf?nodeid=4437761&vernum=-2

[21] Les coûts étaient de 14,5 milliards en dollars de 2023. Les taux d'inflation ont été calculés en mars 2025 de <https://www.bankofcanada.ca/rates/related/inflation-calculator/>

Coûts d'une usine de GNL

L'approche de se baser sur les coûts d'une autre usine de GNL afin de déterminer le coût d'une usine de GNL au Québec n'a pas été utilisée. En effet, cette approche est pertinente pour les gazoducs, puisque la capacité du gazoduc (la largeur du tuyau) a peu d'impacts sur son coût de construction. Nous ne pouvons pas faire la même hypothèse pour les usines de GNL, puisque la capacité de gaz qu'elle est en mesure de liquéfier devrait faire varier ses coûts de construction. Donc, c'est une approche basée sur les dépassements des coûts observés ailleurs qui a été privilégiée. Spécifiquement, les dépassements des coûts lors de la construction de LNG Canada ont été appliqués aux coûts prévus de construction de l'usine GNL Québec.

Considérant que le coût prévu de construction de l'usine de LNG Canada était de 14 milliards de dollars, mais que son coût réel a été de 18 milliards, il y a eu un taux de dépassement de 1,29. Si nous appliquons le même taux de dépassement aux coûts prévus de construction de l'usine de GNL Québec, estimés à 9 milliards de dollars de 2018 (donc 11,1 milliards de dollars de 2025), les coûts estimés pourraient avoisiner les 14,3 milliards de dollars de 2025.

Le coût total d'un gazoduc (portion québécoise) et d'une usine de GNL est la somme de 14,3 et 16,28, soit 30,58 milliards. Le coût total d'un gazoduc et d'une usine de GNL au Canada est 31,94 milliards.

Calcul des émissions de GES

Le calcul des émissions se base sur l'utilisation de l'oléoduc pour transporter du bitume. Ce type de pétrole « non-conventionnel » constitue l'immense majorité de la production albertaine (83,5% en 2025^[22]). La proportion de pétrole non-conventionnel produit en Alberta continuera d'augmenter durant les prochaines années.

Selon Cai et al. (2015)^[23], les émissions de CO₂eq du bitume canadien dans l'entièreté de son cycle de vie se situe entre 100 et 115 gCO₂eq/MJ.

Pour la quantité de pétrole transporté par l'oléoduc, nous nous basons sur les projections et objectifs de capacités d'Énergie Est : 1,1 millions de barils par jour ou 401,78 millions de barils par année. Nous utilisons une moyenne d'utilisation réelle de l'oléoduc sur sa durée de vie de 60% de sa capacité totale : 241 065 000 barils par année.

Selon la Régie de l'énergie du Canada^[24] :

- 1 m³ de bitume = 42,8 Gigajoules = 42 800 Mégajoules
- 1 baril = 0,159 m³

Donc, nous estimons :

- 241 065 000 barils par année = 38 329 335 m³ par année
- 38 329 335 m³ par année = 1 640 495 538 000 MJ par année

Selon la fourchette basse de l'étude de Cai et al. :

- 1 640 495 538 000 MJ par année = 164 049 553,8 tCO₂eq par année

Selon la fourchette haute de l'étude de Cai et al. :

- 1 640 495 538 000 MJ par année = 188 656 986,9 tCO₂eq par année

[22] Alberta, 2025. « Oil production ». Récupéré de <https://economicdashboard.alberta.ca/dashboard/oil-production/>

[23] Cai, Hao, Adam R Brandt, Sonia Yeh, Jacob G Englander, Jeongwoo Han, Amgad Elgowainy et Michael Q Wang (2015). « Well-to-Wheels Greenhouse Gas Emissions of Canadian Oil Sands Products: Implications for U.S. Petroleum Fuels », Environmental science & technology, 49(13), 8219-8227.

[24] Régie de l'énergie du Canada (2016). Tables de conversion d'unités d'énergie. Récupéré de <https://apps.cer-rec.gc.ca/Conversion/conversion-tables.aspx?>

En ce qui concerne spécifiquement l'extraction, le transport et le raffinage, une plus récente étude montre que les émissions du bitume sont largement sous-estimées. Selon de Bortoli et al., les émissions de CO₂eq du bitume pour son extraction, son transport, et son raffinage se situent dans une échelle allant de 962kg CO₂eq/t (entre 826 et 1098) et 2680 kg CO₂eq/t^[25]. Ce sont les émissions fugitives de méthane lors de l'extraction qui expliquent la fourchette haute.

Pour nos calculs, nous utilisons la même conversion de masse de bitume en baril que de Bortoli et al., soit :

- 1 baril de bitume = 0,147 tonnes de bitume

Les émissions de CO₂eq se basent sur le transport de 241 065 000 barils par année :

- $241\,065\,000 * 0,147 = 35\,436\,555$ tonnes de bitume par année.

Selon les émissions par tonne de bitume fournies ci-haut, la fourchette d'émissions de CO₂eq par année du projet est :

- 34 089 965 910 kgCO₂eq ou 34 089 965,91 tCO₂eq
- 94 969 967 400 kgCO₂eq ou 94 969 967,4 tCO₂eq

[25] de Bortoli, Anne, Olutoyin Rahimy et Annie Levasseur (2024). « Environmental life-cycle impacts of bitumen: Systematic review and new Canadian models », Transportation Research Part D: Transport and Environment, vol. 136, 104439.

Question de sécurité énergétique

L'importation de pétrole du Québec et des provinces de l'Atlantique est quantifiée à partir du tableau 25-10-0030-01 de Statistiques Canada^[26].

Le taux de conversion d'un m³ de pétrole en baril est :

- 1 m³ = 6,2898 barils^[27]

En 2023, la dernière année disponible, le Québec a importé 7 291 600 m³ de pétrole des États-Unis (le reste du pétrole importé est importé du reste du Canada, particulièrement l'Alberta).

Cela correspond à 45 862 784,21 barils. La capacité d'Énergie Est était évaluée à 401,775 millions de barils par année.

Donc, la part de l'importation de pétrole du Québec provenant des États-Unis dans la capacité totale d'Énergie Est est de 11,42%.

En 2023, les provinces de l'Atlantique ont importé 15 377 500 m³ d'autres pays. Cela correspond à 24,07% de la capacité totale d'Énergie Est.

Donc, la consommation de l'Est du Canada (Québec + provinces de l'Atlantique) importée correspond à 35,49% de la capacité d'Énergie Est.

[26] Statistiques Canada, 2025. Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en unités naturelles, Tableau 25-10-0030-01. Récupéré de <https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/cv.action?pid=2510003001>

[27] Régie de l'énergie du Canada (2016). Tables de conversion d'unités d'énergie. Récupéré de <https://apps.cer-rec.gc.ca/Conversion/conversion-tables.aspx?>

Sensibiliser, mobiliser, agir

Pour des informations sur nos projets et campagnes, rendez-vous sur notre site Internet **naturequebec.org**



870, avenue de Salaberry, bureau 207
Québec QC G1R 2T9
418 648-2104
info@naturequebec.org