
GAZ NATUREL

Justificatif

LE GAZ NATUREL DE L'UTICA : UNE SOURCE DE PROSPÉRITÉ ET UNE OPPORTUNITÉ STRATÉGIQUE MAJEURE

INTRODUCTION

Le gouvernement du Québec le reconnaissait déjà en 2009 dans son budget : les shales gazéifères du Québec pourraient contenir entre 35 000 et 163 000 milliards de pieds cubes de gaz naturel (Bcf). Selon le ministère, si le quart du potentiel des shales gazéifères était récupéré, la production pourrait répondre aux besoins du Québec pendant plus de 40 ans. Au prix d'alors (5,15 \$ par millier de pieds cubes), cette production représenterait une valeur de 45 milliards de dollars¹.

NE PLUS DÉPENDRE DES ÉTATS-UNIS

Le gaz naturel représente 14 % de la consommation d'énergie au Québec selon l'État de l'énergie au Québec 2026 (Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal). 4 % de ce gaz est du gaz de source renouvelable produit au Québec, 9 % provient de l'Alberta, et 87 % provient du carrefour Dawn/Parkway, dans le sud-est de l'Ontario. Peu de données permettent de calculer précisément la proportion du gaz canadien et américain à ce carrefour, mais plusieurs indicateurs laissent deviner que la majorité provient des États-Unis. Selon la Régie de l'énergie fédérale, auparavant, l'Ontario consommait principalement du gaz en provenance de pipelines canadiens, mais cette situation a changé dans les années 2000-2010, où la production de gaz de la formation Marcellus et de la partie américaine de l'Utica a permis à l'Ontario d'acheter du gaz américain pour moins cher.

De fait, deux terminaux transfrontaliers majeurs (Niagara et Chippawa) près du carrefour Dawn/Parkway se sont mis à importer plus de gaz qu'à en exporter durant cette période. Toutes les interconnexions transfrontalières à proximité (principalement St. Clair) sont des importatrices nettes. Au total, les 11 terminaux transfrontaliers du sud-est de l'Ontario importent 4,6 fois plus de gaz qu'ils en exportent. Enbridge est le principal distributeur de gaz en Ontario, et 60 % de ses fournisseurs à Dawn lui vendent du gaz américain. De plus, 57,2 % du gaz acheté par Enbridge et revendu à ses clients ontariens provient ou a transité par les États-Unis, excluant le gaz acheté à Dawn, qui fait partie du 42,8 % restant (ce qui augmente la proportion réelle de gaz en provenance des États-Unis). Ainsi, même en Ontario, la majorité du gaz consommé provient ou est passé par les États-Unis.

Sachant que 87 % du gaz consommé au Québec vient d'un carrefour où la majorité du gaz provient ou a transité par les États-Unis, il est légitime de dire que les États-Unis ont une mainmise sur une grande part du 14 % du mix énergétique du Québec correspondant au gaz. En émettant l'hypothèse conservatrice que 60 à 80 % du gaz provenant du carrefour Dawn/Parkway provient ou a transité par les États-Unis, ce serait 52 à 70 % du gaz consommé au Québec (7 à 10 % de la consommation totale d'énergie du Québec) qui serait menacé dans un contexte d'escalade de la guerre commerciale avec les États-Unis.

¹ Gouvernement du Québec, ministère des Finances, Budget 2009-2010 — Plan budgétaire, Québec, 19 mars 2009, section F, encadré « Potentiel estimé des shales gazéifères du Québec » (pages F.78–F.80 du PDF) disponible <https://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2009-2010/fr/documents/pdf/PlanBudgetaire.pdf>. À noter que le « plus de 40 ans » et les « 45 milliards » correspondent au bas de la fourchette (25 % du potentiel bas). Le haut donne 190 ans et 210 G\$.

LE POTENTIEL

L'étude de référence de la Commission géologique du Canada² fournit une évaluation quantitative, indépendante et rigoureuse des ressources de l'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Utilisant une méthodologie dual-porosity (porosité matricielle + porosité organique), des données de plus de 46 puits avec diagraphies numériques, plus de 700 analyses Rock-Eval et des modèles géostatistiques (Monte Carlo), l'étude estime :

- Gaz en place total (OGIP) : moyenne de 186,4 Tcf (fourchette de 117–287 Tcf selon les probabilités P95 à P5).
- Composantes : gaz libre ~105,6 Tcf (moyenne), gaz en solution ~35,7 Tcf, gaz adsorbé ~40,5 Tcf.
- Pétrole en place : moyenne de 2,3 milliards de barils.

LE PLUS GRAND BASSIN QUI NE PEUT PAS LÉGALEMENT ÊTRE EXPLOITÉ

Ces chiffres confirment que la partie québécoise du bassin de l'Utica constitue l'un des plus grands bassins de gaz de schiste non développés au monde parmi les juridictions ayant choisi d'interdire l'exploitation. Les zones les plus prometteuses se concentrent le long de l'axe NE-SO, avec des épaisseurs et maturités thermiques favorables à l'est de la faille de Yamaska, et comprennent notamment Drummondville, Saint-Hyacinthe, Sorel-Tracy, Bécancour et Lévis.

À l'échelle mondiale, les plus grandes ressources de gaz de schiste récupérables (estimations EIA 2013, encore largement citées) sont concentrées en Chine (~1 115 Tcf), Argentine/Vaca Muerta (~802 Tcf), Algérie (~707 Tcf), États-Unis (~623 Tcf) et Canada dans son ensemble (~573 Tcf). La plupart de ces bassins sont soit déjà en production (Marcellus, Haynesville, Permian, Sichuan, Vaca Muerta en développement accéléré), soit en phase d'évaluation active (Beetaloo en Australie ~7 Tcf contingents, Jafurah en Arabie saoudite en développement).

L'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent est non seulement l'un des plus grands bassins de gaz de schiste encore non développés au monde, mais de loin le plus important volume de ressources gazières dont l'exploration et l'exploitation sont totalement interdites par la loi.

UNE LOI QUI NOUS APPAUVRIT

Cette interdiction repose sur la Loi mettant fin à la recherche d'hydrocarbures ou de réservoirs souterrains, à la production d'hydrocarbures et à l'exploitation de saumure (projet de loi 21 / SQ 2022, chapitre 10), entrée en vigueur le 23 août 2022. Elle prohibe sur l'ensemble du territoire québécois :

- la recherche et la production d'hydrocarbures;
- l'exploitation de la saumure;
- l'exploration de réservoirs souterrains destinée à la recherche, au stockage ou à l'exploitation d'hydrocarbures ou de saumure.

Toutes les licences d'exploration et de production ont été révoquées, et le Québec est devenu le premier État en Amérique du Nord (et l'un des premiers au monde) à imposer une interdiction totale. Cette décision s'inscrit dans l'adhésion du Québec à la Beyond Oil and Gas Alliance (BOGA), dont il est aujourd'hui coprésident (représentant des gouvernements infranationaux aux côtés du Danemark).

² La Commission géologique du Canada est le service géologique fédéral, rattaché à Ressources naturelles Canada. Fondée en 1842, c'est l'un des plus anciens organismes scientifiques du pays. Elle cartographie le sous-sol, évalue les ressources (minéraux, pétrole, gaz) et publie des dossiers publics comme l'étude Chen, Lavoie et Malo sur l'Utica. C'est l'organisme de référence du gouvernement canadien en géologie. Ses Open Files sont des travaux scientifiques, avec méthode, données de puits et revue interne.

Aucun autre bassin de taille comparable n'est soumis à une interdiction aussi absolue et permanente. Vaca Muerta, le Sichuan, le Beetaloo ou le Jafurah progressent ; l'Utica québécois, lui, reste gelé par choix politique, malgré un potentiel économique, énergétique et climatique exceptionnel documenté par la GSC, KPMG, Questerre et les analyses de la Banque Nationale. Ce comparatif souligne le coût d'opportunité unique de la décision québécoise : le plus grand gisement non exploité sous interdiction légale totale au monde.

IMMENSE POTENTIEL ÉCONOMIQUE

En 2018, l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) a confié à KPMG le mandat de mettre à jour l'évaluation des retombées économiques (directes, indirectes et induites) de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste de la formation d'Utica. L'étude utilisait notamment un EUR (récupération ultime estimée) de 9 Bcf par puits, des redevances de 10 %, des compensations volontaires de 3 % aux municipalités et un scénario de montée en puissance progressive jusqu'à 100 puits/an.

Ces hypothèses de 2018 ont été actualisées pour 2026 par le PCQ afin de refléter les gains technologiques (taux de récupération aujourd'hui environ deux fois plus élevés, EUR ~16-18 Bcf par puits sur la durée de vie du puits), les prix européens et une stratégie d'exportation de GNL une fois une usine de liquéfaction construite.

Les nouveaux paramètres incluent :

- un taux de redevance de 16 % versé au gouvernement du Québec ;
- une priorisation des besoins québécois (~215 Bcf/an) jusqu'à ce que l'usine de liquéfaction soit construite et opérationnelle à la 4e année ;
- des prix de 4 \$/Mcf (domestique) / 8 \$/Mcf (prix net à l'exportation) ;
- un déploiement de 10 puits opérationnels en An 2, 20 puits en An 3 et 100 puits en An 4, puis 80 nouveaux puits par année de l'An 5 à l'An 10 ;
- une production annuelle type d'un puits moderne d'environ 4,5 Bcf la 1re année, 2,5 Bcf la 2e année et 1,8 Bcf à compter de la 3e année, profil compatible avec un EUR de 16-18 Bcf sur 20 à 30 ans.

Les revenus de l'État ci-dessous comprennent les redevances de 16 % et les autres revenus fiscaux (impôt des sociétés, impôts et cotisations sur les salaires dont le FSS, taxes à la consommation). Ils ne comprennent pas le 3 % versé aux communautés locales.

Tableau des revenus du gouvernement québécois (redevances 16 % + autres revenus) – Années 1 à 10 (en millions de dollars)

Poste	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total 10 ans
Redevances (16 %)	0	29	45	378	620	796	932	1 041	1 130	1 204	~6 175
Autres revenus de l'État	8	28	40	230	338	416	477	525	565	598	~3 225
Total État	8	57	85	608	958	1 212	1 409	1 566	1 695	1 802	~9 400

- À l'an 4, la production atteint ~403 Bcf (~215 Bcf Québec + ~188 Bcf exportés).
- De l'An 5 à l'An 10, avec l'addition des puits, la production monte vers ~1 050 Bcf, dont environ 830 Bcf exportés en An 10.
- Le cumul de revenus pour l'État québécois sur 10 ans est d'environ 9,4 milliards de dollars.

UNE SOURCE DE REVENUS POUR NOS RÉGIONS

KPMG prévoyait 3 % de la valeur nette aux municipalités. À la suite de discussions avec des représentants de l'industrie, le PCQ décompose ce pourcentage ainsi : 1 % propriétaire + 1 % municipalité + 1 % MRC, distincts des 16 % à l'État.

Nous retenons un déploiement sur 10 ans. Évidemment, les communautés locales devront obtenir l'acceptabilité sociale de la part de leurs citoyens et électeurs pour que ce déploiement ait lieu. Ce qui suit est donc un plan de déploiement hypothétique quoique basé sur des hypothèses raisonnables aux fins de calculer le potentiel d'enrichissement et de prospérité pour les communautés locales d'une exploitation responsable du gaz naturel.

Un puits qui produit 15 milliards de pieds cubes, vendus en moyenne 5 \$ le millier de pieds cubes, vaut 75 millions de dollars. Un pour cent de cette valeur donne 750 000 \$. C'est le montant retenu pour le propriétaire, et le même pour la municipalité et pour la MRC.

Versements indicatifs pendant les 10 ans de déploiement, égaux à 3 % de la valeur annuelle de production aux prix du scénario (4 \$/Mcf pour le gaz vendu au Québec, 8 \$/Mcf pour l'exportation). Le montant de 750 000 \$ par puits, lui, est calculé à part : 15 Bcf $\times$ 5 \$/Mcf $\times$ 1 %, sur toute la durée de vie.

Année	Propriétaires (1 %)	Municipalités (1 %)	MRC (1 %)	Total 3 %
An 1	0	0	0	0
An 2	2	2	2	5
An 3	3	3	3	8
An 4	24	24	24	71
An 5	39	39	39	116
An 6	50	50	50	149
An 7	58	58	58	175
An 8	65	65	65	195
An 9	71	71	71	212
An 10	75	75	75	226
Total 10 ans	~387	~387	~387	~1 157
Durée de vie	~478	~478	~478	~1 436

Après l'An 10, notre scénario ne prévoit aucun puits additionnel. Par contre, les versements locaux continuent mais déclinent avec la production du parc existant.

Au total, ce scénario génère 1,436 milliards de dollars pour les communautés pendant la durée de vie de ce scénario.

IMPACTS ÉCONOMIQUES IMPORTANTS

L'étude KPMG 2018 (scénario de base) démontre des impacts économiques massifs, sous-estimés car excluant le transport, le stockage, la distribution et les effets structurants (nouvelles chaînes d'approvisionnement locales) :

- 2019-2024 : 22 890 emplois (années-personnes, moyenne ~3 815/an), 2,21 milliards \$ de valeur ajoutée (PIB), 742,5 M\$ de recettes pour le Québec, 56,4 M\$ pour le fédéral et 75,3 M\$ pour les municipalités.
- 2025-2034 : 69 555 emplois (années-personnes, moyenne ~6 956/an), 7,78 milliards \$ de valeur ajoutée, 3,1 G\$ de recettes pour le Québec, 180 M\$ pour le fédéral et 436 M\$ pour les municipalités.
- En régime de croisière (à partir de 2023 dans l'étude) : plus de 600 M\$ de valeur ajoutée annuelle et plus de 6 000 emplois soutenus chaque année.

Les chiffres de KPMG reposaient sur un EUR de 9 Bcf et un rythme pouvant aller jusqu'à 100 puits par année. Le scénario 2026 retenu ici est : 10 / 20 / 100, puis +80 puits par an jusqu'à l'An 10, puis arrêt du déploiement. En raison de l'amélioration de la technologie, chaque puits produit environ deux fois plus qu'en 2018. Les recettes de l'État (~9,4 G\$ sur 10 ans, hors 3 % local) et les retombées locales (~1,4 G\$ sur la vie des puits) s'en trouvent fortement bonifiées par rapport au scénario de KPMG.

Ces retombées amélioreraient significativement la balance commerciale du Québec, réduiraient la dépendance énergétique aux aléas géopolitiques et généreraient des revenus locaux stables pour les propriétaires fonciers, municipalités et MRC (750 000 \$ par puits sur la durée de vie pour chaque bénéficiaire d'une redevance locale de 1 %). Le scénario retenu porte déjà une part importante de ces effets. Un développement ultérieur augmenterait encore le PIB, les emplois et les exportations ; ce n'est toutefois pas le scénario chiffré dans les tableaux ci-dessus.

LA TECHNOLOGIE AU SERVICE D'UNE EXPLOITATION PROPRE

Questerre Energy, acteur clé dans les Basses-Terres, promeut une approche « Quebec Clean Gas 2030 » visant la production de gaz naturel la plus propre au monde. En s'appuyant sur l'avantage hydroélectrique du Québec :

- Zéro émission et zéro eau douce pour le forage et la complétion (utilisation d'électricité renouvelable pour les appareils de forage, éliminant CO₂, NO_x et COV).
- 100 % de produits chimiques biodégradables d'ici 2030.
- Partenariats avec des leaders (Baker Hughes, Schlumberger, GE Oil & Gas, SNC-Lavalin, etc.) pour des complétions avancées (latéraux longs, proppants optimisés, 80 à 200 étapes de fracturation).
- Pilotes « clean gas » pour démontrer une réduction substantielle des GES « well-to-wheels » par rapport aux importations, avec partage des bénéfices (3 % aux milieux locaux) et acceptabilité sociale en hausse (sondages IPSOS : plus de 60 % de soutien, jusqu'à 70 % avec l'approche propre).

Cette approche transforme l'Utica en modèle de développement responsable, compatible avec les plus hauts standards environnementaux.

UN IMPACT CLIMATIQUE DÉCUPLÉ

Le Plan pour une économie verte du Québec n'a réduit les GES que d'environ 4 Mt éq. CO₂. Or, l'exportation de gaz naturel québécois (GNL) pour déplacer du charbon en Europe ou en Asie (notamment l'Inde) offre un levier d'une tout autre ampleur. Selon l'étude de la Banque Nationale (février 2024, Sidhu & Le), le remplacement du charbon par du gaz naturel en Inde (où le pays prévoit de doubler sa production de charbon à 1,5 milliard de tonnes et d'ajouter 88 GW de capacité thermique) permettrait d'éviter 2 à 4 fois le profil d'émissions total du Canada (~0,7 milliard de tonnes éq. CO₂) sur la période de prévision.

Avec les volumes récupérables de l'Utica (36–72 Tcf selon les facteurs de récupération 20–40 % tirés des études Boswell/WVGES/NETL, Richardson & Yu et modélisations SRV), et un prix net à la production attractif vers l'Europe (~8–12 \$/Mcf après coûts), l'exportation d'une fraction de la ressource québécoise générerait des émissions évitées de plusieurs dizaines de millions de tonnes éq. CO₂ par année. Les distances maritimes plus courtes depuis le Québec vers l'Europe renforcent encore l'avantage concurrentiel et environnemental.

Le plan retenu prévoit que le gaz de l'Utica sert d'abord à remplacer les quelque 215 Bcf importés chaque année au Québec, puis que le surplus est liquéfié et exporté vers l'Europe à compter de l'An 4 (~188 Bcf la première année d'usine, puis un volume croissant avec le parc). Les émissions évitées dépendent du volume exporté et du combustible déplacé. Dans un régime d'exportation basé sur ce plan, les estimations adaptées (Navius/Public Policy Forum, Institut Fraser, Banque Nationale) donnent une fourchette de 15 à 40 Mt éq. CO₂ par année — soit environ 4 à 10 fois l'impact annuel actuel du Plan vert (~4 Mt), si le GNL remplace du charbon.

Même un volume plus modeste (équivalent à 1 Mtpa de GNL ≈ 48-50 Bcf/an) génère déjà plusieurs Mt d'évitement annuel. Cumulé sur 20 à 30 ans, cela représente des centaines de millions de tonnes évitées — plusieurs dizaines à plus de cent fois l'impact du Plan pour une économie verte, sans le coût du Plan vert ni celui de la bourse du carbone (SPEDE).

IL Y A UN « BUSINESS CASE », N'EN DÉPLAISE À JUSTIN TRUDEAU

Le rapport du BAPE sur GNL Québec a affirmé que la demande de gaz naturel en Europe devait décroître au moment où le projet entrerait en exploitation (prévu vers 2026) et resterait soutenue en Asie seulement jusqu'en 2040 avant de diminuer. Les retombées économiques à long terme pour le Québec et la région seraient limitées ; les bénéfices les plus importants iraient surtout à l'Ouest canadien (producteurs de gaz). « La somme des risques afférents au projet dépasse celle de ses avantages. » Le BAPE a fortement questionné le modèle économique global du projet (coûts, marchés, retombées locales, durée de vie face à la transition énergétique), sans pour autant employer la phrase exacte sur l'absence de « modèle d'affaires rentable » pour l'Europe. En août 2022, lors d'une conférence de presse conjointe avec le chancelier allemand Olaf Scholz à Montréal, Justin Trudeau a explicitement déclaré qu'il n'y avait « never been a strong business case » (jamais eu de solides arguments économiques / modèle d'affaires solide) pour exporter du GNL depuis la côte Est du Canada vers l'Europe. Il a justifié cette position par :

- La distance importante entre les champs gaziers de l'Ouest canadien et un éventuel terminal de liquéfaction sur la côte Atlantique ;
- Les investissements élevés nécessaires en infrastructures (gazoducs + usine de liquéfaction) ;
- Le fait que les usines de GNL sont habituellement situées près des sources de production.

Ces déclarations ont été largement rapportées (CBC, Reuters, Financial Post, CTV, etc.).

La vérité, c'est qu'il y a un immense marché pour notre GNL.

La Colombie-Britannique en fournit la preuve concrète :

- LNG Canada (Phase 1 en production depuis 2025; Phase 2 en préparation, doublant la capacité).
- Ksi Lisims LNG (projet de 12 Mtpa mené avec la Nation Nisga'a) a déjà signé des contrats à long terme avec l'Europe : 1 Mtpa avec SEFE (entreprise allemande détenue par l'État) et 2 Mtpa avec Uniper (livraisons à partir de 2032), destinés aux marchés allemand, britannique, suédois et néerlandais.
- L'Allemagne a multiplié les démarches. Le chancelier allemand (visites et missions commerciales, notamment en 2022 avec Scholz et plus récemment sous le gouvernement actuel) a publiquement recherché des sources canadiennes pour diversifier les approvisionnements post-Russie et réduire la dépendance excessive aux États-Unis. Les accords SEFE et Uniper de 2026 en sont le résultat direct.
- D'autres pays européens (Royaume-Uni, Pays-Bas, Suède, Pologne, etc.) explorent activement le GNL canadien comme source démocratique et fiable. Le Québec dispose d'un avantage géographique majeur comparé à LNG Canada ou Ksi Lisims LNG.

Un terminal sur la Côte-Nord réduirait les distances vers l'Europe par rapport à la Colombie-Britannique (environ 8 jours de navigation contre 20 jours et plus via le Panama). Ce trajet plus court abaisse les coûts de transport et améliore le netback — le prix net réellement encaissé après liquéfaction et livraison. Dans le scénario retenu, l'usine n'a pas à être dimensionnée pour tout le bassin dès le premier jour : elle sert d'abord le surplus au-delà des ~215 Bcf de besoins québécois, à compter de l'An 4.

IL Y A URGENCE D'AGIR

En restant assis sur ses deux mains, le Québec est en train de se faire doubler à l'Ouest et risque de se faire doubler à l'Est. Après les deux projets de GNL en Colombie-Britannique, deux de nos voisins canadiens sont maintenant à surveiller.

Le National Post rapporte en effet que le Nouveau-Brunswick considère la possibilité de lever le moratoire sur la fracturation hydraulique pour l'extraction de gaz naturel. Le gouvernement prendra une décision finale en janvier³.

³ <https://tj.news/new-brunswick/breaking-liberals-to-review-fracking-ban>

Quant à Terre-Neuve-et-Labrador, le dossier le plus concret est le projet Fermeuse Energy / Crown LNG : gaz extracôtier du bassin Jeanne d'Arc avec gazoduc sous-marin et usine flottante qui cible l'Europe (Pays-Bas, Pologne, Italie, Espagne, Allemagne) vers 2030-2031⁴.

CONCLUSION

L'Utica est une opportunité générationnelle de prospérité et d'abondance pour le Québec : des milliards en revenus pour l'État, des centaines de millions pour les régions, des emplois industriels et une énergie produite ici plutôt qu'achetée à l'étranger. L'interdiction actuelle gèle le plus grand bassin gazier non exploité au monde et prive le Québec de ces retombées année après année.

Dans le scénario retenu, l'État pourrait encaisser jusqu'à environ 9,4 milliards de dollars sur 10 ans.

Propriétaires, municipalités et MRC recevraient en sus de l'ordre de 1,4 milliard de dollars sur la durée de vie des puits. C'est du pouvoir d'achat local, des budgets municipaux renforcés et une richesse qui reste au Québec.

Le surplus exporté vers l'Europe, une fois les besoins québécois comblés, ajoute un débouché commercial et, accessoirement, un levier pour déplacer du charbon à l'étranger. L'essentiel du projet, toutefois, n'est pas climatique : c'est de créer de l'abondance ici.

Le Québec d'un PCQ osera pour vrai sortir de l'immobilisme. Il osera pour vrai ne pas se croiser par les bras et regarder la parade passer. Il osera développer notre autonomie énergétique face à notre voisin américain.

⁴Jang, B. (2 sept. 2025). « London-based Crown LNG pitches export project for Newfoundland and Labrador ». The Globe and Mail ; Rankin, A. (27 juill. 2026). « Can Newfoundland turn offshore gas into LNG export industry? ». Financial Post.