



PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 14, NUMÉRO 3 2026

RÉDACTEURS EN CHEF

Karen J. Taylor, B. Comm, MBA, CFA, ICD.D, Consultant, Toronto

Moin A. Yahya, BA, MA, PhD, JD, Professeur de droit, Université de l'Alberta

SUPPORTERS

L'Honorable David M. Brown, BA, JD, LLM, Juge, Cour d'appel de l'Ontario

Rowland J. Harrison, c.r., LLB, LLM, Conseiller en réglementation de l'énergie, Calgary

Scott Hempling, BA, JD, Professeur adjoint, Georgetown University Law Center

Mark A. Jamison, BSc, MSc, PhD, Directeur, Public Utility Research Center, University of Florida

William Lahey, BA, LLM, Professeur, Schulich School of Law, Dalhousie University

Peter Ostergaard, BA, MA, Ancien président, BC Utilities Commission, Vancouver

Dr. André Plourde, BA, MA, PhD, Professeur, Doyen, Faculté des Affaires Publiques, Université de Carleton

Mark Rodger, BA, LLB, Associé senior, Borden Ladner Gervais LLP, Toronto

Lawrence E. Smith, c.r., BA, LLB, MA, Associé, Bennett Jones, Calgary

C. Kemm Yates, c.r., BA, JD, Associé, Blakes, Calgary

COLLABORATEURS 2026

Marc Brouillette, BSc, MBA, Consultant principal et fondateur, Strategic Policy Economics

David P. Brown, BS, MA, PhD, Professeur, Chaire de recherche du Canada, Université de l'Alberta, Département d'économie

Brendan Callery, BSc, Directeur principal pour l'Est du Canada, Power Advisory LLC

Michele Campolieti, BSc, MA, PhD, Professeur d'économie, Département de gestion, Université de Toronto à Scarborough

Kenneth Costello, BSc, MA, Économiste réglementaire et consultant indépendant

Benjamin Dachis, BA, MA, MSc, Vice-président, Recherche et Rayonnement, Clean Prosperity

Paul Daly, LLM, PhD, Professeur, Titulaire de la Chaire en droit administratif et gouvernance, Université d'Ottawa, Ottawa

Matthew Ghikas, BA, LLB, FCI Arb

Reena Goyal, JD, LL.M., Avocate Blake, Cassels & Graydon, Toronto

Chloé Haley, Candidate au Baccalauréat en Économie, Mineure en Mathématiques

Matthias Hofmann, M. Sc., Ph. D., conseiller principal – utilisation et flexibilité du réseau, Statnett SF, Norvège

Roy Hrab, BA, MA, directeur principal – recherche en politiques, Power Advisory LLC

Travis Kavulla, BA, MA.Phil., Responsable des politiques, Base Power Company ; Chargé de cours, Harris School of Public Policy, Université de Chicago ; ancien président, Montana Public Service Commission ; ancien président, National Association of Regulatory Utility Commissioners

Gerard J. Kennedy, BA, JD, LLM, PhD, Professeur agrégé, Vice-doyen aux études supérieures, Faculté de droit, Université de l'Alberta

Mark Kolesar, BA (spécialisé) philosophie, MBA (économie managériale et finance)

Mark P. Mancini, JD, LLM, candidat au doctorat, Professeur adjoint, Faculté de droit, Université Thompson Rivers

Chloe McElhone, BSc, MSc, Gestionnaire de la recherche, Clean Prosperity

Mohammed El Mendri, BA, JD, LLL,
Conseiller juridique en recherche,
Association Canadienne du Gaz ; Avocat
Associé, PNL Plaidoirie, Ottawa

David Morton, BSc, ing., ancien
président-directeur général, British Columbia
Utilities Commission

Kyle Paziuk, BA (avec distinction), MA, JD,
Stagiaire en droit, Alberta Counsel

Tamara (Baldhead) Pearl, BA, JD, LLM,
candidate au doctorat, Professeure adjointe,
Université de l'Alberta

Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire,
Chaire de gestion du secteur de l'énergie,
HEC Montréal

Niall Rand, BA, LLB (spécialisé), LLM,
Avocat Associé, Fasken, Vancouver

Kevin Thompson, BA, Responsable des
affaires réglementaires, NRG Energy

Adam White, BA, économie, Université de la
Colombie-Britannique; Chef de la direction,
Powerconsumer

Alice Xie, J.D., stagiaire en droit, Blake,
Cassels & Graydon, Toronto

Brady Yauch, MA, MSc, Directeur, Marchés
et réglementation, Power Advisory LLC

ÉNONCÉ DE MISSION

La mission de la publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie consiste à offrir une tribune pour des débats et des discussions sur des questions concernant les industries réglementées du secteur énergétique au Canada, notamment des décisions de tribunaux de réglementation, des actions législatives et politiques associées, ainsi que des initiatives et des mesures adoptées par des sociétés réglementées et des intervenants. Le rôle de cette publication est de fournir des analyses et le contexte qui vont au-delà des développements quotidiens. Cette publication se veut équilibrée par rapport au traitement des différents dossiers.

Les auteurs sont tirés d'une liste de personnes aux antécédents variés, reconnues comme des chefs de file dans le domaine des industries énergétiques réglementées. D'autres auteurs sont invités, de temps à autre, à soumettre des contributions par les rédacteurs en chef.

POLITIQUE RÉDACTIONNELLE

Cette publication trimestrielle est publiée en ligne par l'Association canadienne du gaz (ACG) dans le but de favoriser une meilleure compréhension des questions et des tendances en matière de réglementation dans le secteur de l'énergie au Canada.

Les directeurs de la rédaction travailleront avec l'ACG pour déterminer des thèmes et des sujets pour chaque publication, rédigeront des textes éditoriaux, sélectionneront des collaborateurs et réviseront leurs articles pour s'assurer de l'uniformité du style et de la qualité. Les directeurs de la rédaction se réservent la responsabilité de sélectionner les directeurs de rédaction.

L'équipe de cette publication trimestrielle conservera une « liste » de collaborateurs qui seront appelés à prêter leur nom et leur collaboration à cette publication. Les personnes apparaissant sur la liste peuvent être invitées par les directeurs de la rédaction à écrire des articles sur des thèmes particuliers ou peuvent proposer leur collaboration selon leur propre initiative. De temps à autre, d'autres personnes peuvent également être invitées à rédiger des articles.

Le contenu de fond des articles individuels est à l'unique responsabilité des collaborateurs. Certains collaborateurs peuvent avoir représenté des parties ou encore y avoir été associés dans un dossier sur lequel ils formulent un commentaire. Le cas échéant, une note de bas de page sera ajoutée par les rédacteurs à cet effet.

Outre la publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie, des commentaires ou des hyperliens vers des développements actuels peuvent être publiés sur le site Web de temps à autre, en particulier en temps opportun.

Par souci d'offrir une tribune pour des débats et des discussions, l'équipe de cette publication trimestrielle invite les lecteurs à émettre leurs commentaires sur les articles publiés et invite également les collaborateurs à réagir, le cas échéant. Les commentaires et les réactions seront publiés sur le site Web de la publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie (www.energyregulationquarterly.ca).

PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÈGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

ÉDITORIAL

Éditorial	6
-----------------	---

Karen J. Taylor et Moin A. Yahya

ARTICLE

La fiabilité à l'échelle de l'ensemble du système énergétique : les leçons du sommet de mai du CERC	14
--	----

David Morton

Avant que l'Alberta puisse partir : les droits issus de traités et le référendum sur la séparation.....	20
--	----

Kyle Paziuk

La loi est constitutionnelle, mais son application pourrait ne pas l'être.....	28
--	----

Gerard J. Kennedy

<i>Enbridge v Nessel</i> : les pièges du système judiciaire américain.....	33
--	----

Moin A. Yahya

<i>Démocratie en surveillance</i> : post-mortem et prochaine frontière.....	37
---	----

Mark P. Mancini

« Grande entente » fédérale-albertaine peut accroître la rentabilité des sables bitumineux.....	43
--	----

Benjamin Dachis et Chloe McElhone

La crise de l'approvisionnement en électricité propre au Canada.....	60
--	----

Marc Brouillette

Risques extrêmes et prix de gros de l'électricité.....	80
--	----

Michele Campolieti

ÉDITORIAL

Rédacteurs en chef

Karen J. Taylor et Moin A. Yahya

« C'EST DU DÉJÀ-VU, ENCORE UNE FOIS »¹

Forgée par Yogi Berra, légende du baseball américain, la formule « It's déjà vu all over again » (« c'est du déjà-vu, encore une fois ») décrit à merveille l'instabilité géopolitique persistante qui façonne les initiatives économiques et énergétiques canadiennes depuis la parution du numéro 2 de la Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie.

On tourne en rond

Depuis le début des frappes aériennes américaines et israéliennes contre l'Iran le 28 février 2026, les États-Unis et l'Iran ont suivi un parcours sinueux² fait de négociations, de cessez-le-feu et de l'éphémère memorandum d'Islamabad³ visant à mettre fin à la guerre, et d'échanges de frappes aériennes contre des cibles civiles et militaires terrestres de la région et des cibles maritimes dans le détroit d'Ormuz, fermant de fait l'un des couloirs de transport pétrolier les plus fréquentés au monde. Environ 20 % du pétrole et du gaz naturel liquéfié (GNL) mondiaux transitent par le détroit.⁴

Ce conflit à répétition a secoué les marchés financiers et le prix du pétrole brut,⁵ avec la hausse des prix de détail de l'essence au pays qui l'accompagne.

Si bien des observations pourraient être faites au sujet de la guerre entre l'Iran et les États-Unis, deux ressortent comme étant les plus pertinentes pour le dossier énergétique canadien et pour les mesures que pourraient prendre les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada.

Premièrement, la capacité de l'Iran de perturber le trafic maritime commercial dans le détroit d'Ormuz semble constituer un moyen de dissuasion plus stratégique contre une attaque hostile que sa stratégie nucléaire, ses groupes mandataires régionaux et ses capacités en matière de missiles balistiques. Comme pour mieux illustrer ce point, les houthis, soutenus par l'Iran, ont annoncé le 20 juillet un blocus de l'Arabie saoudite en mer Rouge.⁶ Le principal enseignement semble être que le régime iranien actuel demeurera vraisemblablement un facteur dans tout nouvel ordre régional qui émergera dans le Golfe⁷ une fois les hostilités actuelles apaisées, ce qui renforce la nécessité, pour le

¹ Yogi Berra Museum & Learning Center, « Yogi-isms », en ligne : Yogi Berra Museum & Learning Center <yogiberramuseum.org/about-yogi-yogisms>.

² Cara Anna, « A Timeline of the Iran Conflict and Talks Aimed at Ending It », Associated Press (12 juillet 2026), en ligne : AP News <apnews.com/article/iran-us-timeline-trump-hormuz-war-ceasefire-04da58cbac991183f8b52ef5bf615963>.

³ États-Unis et République islamique d'Iran, « Islamabad Memorandum of Understanding Between the United States of America and the Islamic Republic of Iran » (17 juin 2026), en ligne : The American Presidency Project <presidency.ucsba.edu/documents/islamabad-memorandum-understanding-between-the-united-states-america-and-the-islamic>.

⁴ Gavin Butler, Toby Mann et Patrick Jackson, « Why the Strait of Hormuz Matters So Much in the Iran War », BBC News (14 juillet 2026), en ligne : BBC News <bbc.com/news/articles/c78n6p09pzn>.

⁵ Trading Economics, « Crude Oil » (dernière mise à jour le 23 août 2026), en ligne : Trading Economics <tradingeconomics.com/commodity/crude-oil>.

⁶ Allison Minor, « The Houthis Just Announced a Blockade on Saudi Arabia. What Does It Mean for the Global Economy? », Atlantic Council (20 juillet 2026), en ligne : Atlantic Council <atlanticcouncil.org/dispatches/the-houthis-just-announced-a-blockade-on-saudi-arabia-what-does-it-mean-for-the-global-economy>.

⁷ Khalid Al-Jaber, « Why the U.S.-Iranian MoU Didn't Last », Middle East Council on Global Affairs (dernière consultation le 23 août 2026), en ligne : <mecouncil.org/blog_posts/why-the-u-s-iranian-mou-didnt-last>.

Canada, d'un meilleur accès aux marchés, tant intérieurs qu'internationaux, pour sa production de pétrole, de gaz et de GNL.

Deuxièmement, l'outil central de la politique étrangère de l'administration Trump semble être la coercition, économique ou militaire. Or, comme l'expliquent Reid Pauly et Matthew Cebul dans leur article « The Lost Art of Coercion: Why Trump's Belligerence Is a Sign of Weakness », ⁸ la « confusion, chez le président américain, entre la coercition — stratégie de politique étrangère toute en nuances — et la belligérance et les démonstrations de force brutes [...] rend les adversaires moins susceptibles de se plier à ses exigences, à la fois en révélant les limites des capacités et de la détermination américaines et en minant la crédibilité des assurances américaines voulant que les cibles seront laissées tranquilles si elles obtempèrent » [traduction]. ⁹

Par exemple, le 15 juillet, le représentant américain au Commerce, Jamieson Greer, a reconnu que le Canada avait retiré deux irritants commerciaux majeurs — la taxe sur les services numériques et une hausse d'impôt distincte visant les services de diffusion en continu — tout en précisant que « l'on n'obtient pas vraiment de crédit pour avoir fait quelque chose de mal, puis l'avoir défait » [traduction]. ¹⁰ Dans la même veine, l'ambassadeur des États-Unis au Canada, Pete Hoekstra, avait déjà déclaré que l'acquiescement des provinces sur l'interdiction de l'alcool américain ne mènerait pas à un assouplissement des tarifs imposés sur l'acier et l'aluminium au titre de

l'article 232, ¹¹ alors même que la première n'est qu'un « irritant commercial » [traduction] et que les seconds violent directement l'Accord Canada–États-Unis–Mexique (ACEUM).

Enfin, à la suite de la confirmation par les États-Unis, le 1^{er} juillet 2026, de leur refus de renouveler l'ACEUM, le président américain a invoqué le 20 juillet l'article 338 — jamais utilisé auparavant — de la *Tariff Act of 1930* ¹² pour imposer un tarif de 50 % sur une liste de produits canadiens représentant environ 20 milliards de dollars américains, soit 5 % des exportations canadiennes vers les États-Unis. Les tarifs proposés visent des produits inclus sans égard à leur caractère originaire au sens de l'ACEUM, mais ne s'appliqueront ni à l'énergie, ni à la potasse, ni aux produits assujettis aux tarifs prévus à l'article 232, ni à certains autres produits comme le poisson ou les minéraux critiques. ¹³ Fait à noter, le pétrole et le gaz sont la principale source du déficit commercial des États-Unis avec le Canada, déficit que M. Trump dit vouloir éliminer. ¹⁴ Les tarifs devaient entrer en vigueur le 19 août et visaient à punir le Canada d'avoir imposé des tarifs de rétorsion sur les automobiles américaines, d'avoir exclu l'alcool américain des ventes au détail dans la plupart des provinces canadiennes et d'avoir refusé d'abandonner la gestion de l'offre dans le secteur laitier. Ces tarifs sont aussi arrivés au moment même où les États-Unis annonçaient des tarifs contre de nombreux autres pays, dont plusieurs avaient reçu l'assurance qu'ils n'y seraient pas assujettis. ¹⁵ Comme il fallait s'y attendre, ces nouveaux tarifs ont aussi attiré de nouvelles poursuites, menées par la même

⁸ Reid Pauly et Matthew Cebul, « The Lost Art of Coercion: Why Trump's Belligerence Is a Sign of Weakness », *Foreign Affairs* (16 juillet 2026), en ligne : <foreignaffairs.com/united-states/lost-art-coercion>.

⁹ *Ibid.*

¹⁰ David Cummings, « Canada Doesn't 'Get Credit' for Rolling Back Trade Irritants, U.S. Envoy Says », CBC News (16 juillet 2026), en ligne : <cbc.ca/news/politics/cusma-trade-negotiations-netflix-tax-dst-9.7273212>.

¹¹ Laurence Martin, « Trump's Man in Ottawa Doesn't Understand Why Canadians Are So Frustrated Right Now », CBC News (24 mai 2026), en ligne : <cbc.ca/news/politics/hoekstra-interview-radio-canada-9.7209252>.

¹² *Tariff Act of 1930*, ch 497, § 338, 46 Stat 590 à la p 704 (codifié tel que modifié au 19 USC § 1338).

¹³ É-U, The White House, « Fact Sheet: President Donald J. Trump Imposes Additional Tariffs on Canada » (20 juillet 2026), en ligne : The White House <whitehouse.gov/fact-sheets/2026/07/fact-sheet-president-donald-j-trump-imposes-additional-tariffs-on-canada>.

¹⁴ Adrian Morrow, Nathan Vanderklippe et Mark Rendell, « Trump to Impose New Tariffs on Canada », *The Globe and Mail* (21 juillet 2026), en ligne : <theglobeandmail.com/world/us-politics/article-trump-tariffs-canada-us-executive-order-section-338>.

¹⁵ NPR Staff, « U.S. Allies Hit with New Tariffs Object to Trump's Forced Labor Allegations », NPR (24 juillet 2026), en ligne : <npr.org/2026/07/24/nx-s1-5906301/us-global-trump-tariffs-reaction>.

organisation juridique qui avait contesté la salve précédente de tarifs de Trump.¹⁶

Ces annonces sont toutes survenues sur fond de controverse entourant l'ouverture du pont international Gordie-Howe reliant l'Ontario et le Michigan.¹⁷ Bien que le Canada ait payé le coût de construction du pont, estimé à 6,4 milliards de dollars, le président Trump a menacé d'en bloquer l'ouverture jusqu'à la conclusion d'une nouvelle entente de partage des revenus, malgré l'existence d'une entente antérieure entre les deux pays.¹⁸

À 00 h 01 le 22 août, les nouveaux tarifs de l'article 338 sont entrés en vigueur, au terme de négociations de dernière minute infructueuses. Le Canada a promis d'imposer « des droits de douane équivalents, au dollar près, pour protéger nos travailleurs et nos entreprises ». ¹⁹ Les mesures précises qui seront prises ne sont pas encore connues. Les tarifs sont survenus après l'échec des pourparlers entre les deux pays sur des exigences américaines concernant les subventions à la culture francophone et d'autres exigences de bilinguisme.²⁰ De même, le traitement différencié des camions et des voitures au chapitre des exemptions tarifaires, sans justification réellement claire, a aussi fait achopper les pourparlers. Si c'est le premier

ministre Carney qui a expliqué l'échec des pourparlers à la presse, les premiers ministres des provinces se sont montrés très majoritairement favorables à la décision d'y mettre fin.²¹ Seule la première ministre de l'Alberta, Danielle Smith, a exhorté le gouvernement fédéral à retourner à la table de négociation, se montrant prudente quant à la rétorsion tarifaire.²² Jusqu'ici, le public semble appuyer les gestes du premier ministre, mais beaucoup s'inquiètent de l'incidence qu'auront l'impasse des pourparlers et les tarifs qui en résultent sur leur emploi.²³ Le 23 août, le président Trump a publié sa déclaration sur la question, affirmant que le Canada voulait les avantages du statut d'État américain sans l'être, tout en imposant des tarifs massifs sur les produits agricoles américains.²⁴

Cette dernière salve de tarifs et d'autres entraves au commerce met en évidence la nécessité, pour les premiers ministres du Canada, d'achever l'élimination trop longtemps attendue des barrières au commerce intérieur, « d'accélérer les approbations pour les infrastructures d'édification nationale, d'aider les entreprises à diversifier leurs marchés d'exportation et de créer les conditions permettant aux entreprises d'investir et d'innover, de rester ici et de croître ici » [traduction].²⁵

¹⁶ Steve Kopack, « Small Businesses Sue Trump Administration to Stop Latest Wave of Tariffs on 60 Trade Partners », NBC News (24 juillet 2026), en ligne : < nbcnews.com/business/economy/small-businesses-sue-trump-latest-tariffs-rcna589110>.

¹⁷ CBC News, « Canada Celebrates Long-Awaited Opening of Gordie Howe Bridge Without U.S. » (mis à jour le 24 juillet 2026), en ligne : CBC News < cbc.ca/news/canada/windsor/livestory/gordie-howe-international-bridge-2026-live-updates-9.7172299>.

¹⁸ Adrian Ghobrial, « Bridge over Troubled Waters: Tensions with U.S. Remain High amid Gordie Howe Ceremony », CTV News (25 juillet 2026), en ligne : < ctvnews.ca/world/trumps-tariffs/article/bridge-over-troubled-waters-tensions-with-us-remain-high-amid-gordie-howe-ceremony>.

¹⁹ Canada, Premier ministre du Canada, « Déclaration du premier ministre Carney sur les négociations commerciales avec les États-Unis » (21 août 2026), en ligne : Premier ministre du Canada < pm.gc.ca/fr/nouvelles/declarations/2026/08/21/declaration-du-premier-ministre-carney-les-negociations>.

²⁰ Peter Zimonjic, « Carney Says Trade Deal Became Untenable When U.S. 'Asked Too Much and Offered Too Little' », CBC News (22 août 2026), en ligne : CBC News < cbc.ca/news/politics/mark-carney-counter-tariff-response-9.7316934>.

²¹ CBC News, « PM Carney Says Canada Intends to Match U.S. Tariffs 'Dollar for Dollar,' After Suspending Trade Negotiations » (22 août 2026), en ligne : CBC News < cbc.ca/news/world/livestory/us-canada-trade-war-new-tariffs-9.7310605>.

²² Vincent McDermott, « Alberta Premier Urges Return to Trade Talks, Calls U.S. Terms 'Untenable' », CBC News (22 août 2026), en ligne : CBC News < cbc.ca/news/canada/edmonton/alberta-premier-tariffs-reaction-9.7317230>.

²³ Angus Reid Institute, « Resolve & Apprehension: 76% Say Canada Was Right to Ditch Trade Talks, but Two-in-Five Have Fear for Their Jobs » (23 août 2026), en ligne : Angus Reid Institute < angusreid.org/resolve-apprehension-76-say-canada-was-right-to-ditch-trade-talks-but-two-in-five-have-fear-for-their-jobs>.

²⁴ CBC News, « Trump Says Canada 'Wants the Benefits' of Being a U.S. State 'Without Being One' as Trade Dispute Deepens » (23 août 2026), en ligne : CBC News < cbc.ca/news/canada/trump-canada-trade-dispute-9.7317333>.

²⁵ Ontario Chamber of Commerce, communiqué, « Ontario Chamber of Commerce Responds to U.S. Tariff Escalation » (20 juillet 2026), en ligne : Ontario Chamber of Commerce : < occ.ca/mediareleases/ontario-chamber-of-commerce-responds-to-u-s-tariff-escalation>.

Ensemble, ces deux observations soulignent l'importance des plus de 20 nouveaux partenariats économiques et de sécurité signés²⁶ par le premier ministre Carney depuis son assermentation en mars 2025, qui devraient se traduire par « la deuxième croissance la plus rapide parmi les pays du G7 au cours des deux prochaines années », une croissance de l'emploi désormais quatre fois plus rapide qu'aux États-Unis, un doublement des exportations vers les marchés hors États-Unis au cours de la prochaine décennie et des investissements directs étrangers au Canada à leur plus haut niveau depuis deux décennies.²⁷ La nécessité d'un front uni demeure également pour les dix prochaines semaines, d'ici les élections américaines de mi-mandat, avec la possibilité d'un dialogue commercial accru avec les Américains, y compris des négociations globales sur l'ACEUM.

Briser le cycle et aller de l'avant

L'intégration des politiques énergétique et industrielle comme moteur de la croissance économique et de la souveraineté canadiennes s'est incarnée dans le grand nombre d'annonces et d'ententes importantes survenues depuis notre dernier numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, une tendance qui devrait se poursuivre au cours des prochains mois.

Voici un échantillon de ces annonces majeures :

- L'annonce, le 14 mai 2026, par le gouvernement du Canada de la stratégie « Propulser un Canada fort : une

stratégie nationale pour une économie canadienne électrifiée », ²⁸ un plan visant à étendre le réseau électrique et les infrastructures connexes, à rendre disponible un soutien financier fédéral pour les projets d'intérêt national, à renforcer les interconnexions interprovinciales, à améliorer les cadres réglementaires, à faire progresser la sécurité énergétique dans le Nord canadien, à soutenir le développement nucléaire futur et à continuer d'appuyer les projets désignés d'intérêt national.²⁹

- L'annonce, le 15 mai 2026, par les gouvernements du Canada et de l'Alberta de la conclusion d'un accord de mise en œuvre établissant le cadre de mise en œuvre du protocole d'accord du 27 novembre 2025, et comportant des engagements relatifs aux marchés du carbone, à l'électricité, au Projet Pathways, à un oléoduc vers les marchés mondiaux et à la poursuite de la coopération.³⁰
- L'annonce, le 2 juillet 2026, que le Canada, l'Alberta et l'Alliance des sables bitumineux (regroupant Canadian Natural Resources Limited, Cenovus Energy Inc., ConocoPhillips Canada Resources Corp., Imperial Oil Resources Limited et Suncor Energy Inc.) ont conclu un protocole d'entente (le protocole d'entente Pathways) établissant un cadre de coopération sur les projets de réduction des émissions à grande échelle, la croissance de la production

²⁶ Canada, Premier ministre du Canada, « Déclaration du premier ministre Carney concernant l'intention de l'administration américaine d'imposer de nouveaux droits de douane sur les produits canadiens » (20 juillet 2026), en ligne : Premier ministre du Canada <pm.gc.ca/fr/nouvelles/declarations/2026/07/20/declaration-du-premier-ministre-carney-concernant-intention-de-administration-americaine>.

²⁷ Canada, Premier ministre du Canada, « Déclaration du premier ministre Carney sur les négociations commerciales avec les États-Unis » (21 août 2026), en ligne : Premier ministre du Canada <pm.gc.ca/fr/nouvelles/declarations/2026/08/21/declaration-du-premier-ministre-carney-les-negociations>.

²⁸ Canada, Ressources naturelles Canada, *Propulser un Canada fort : une stratégie nationale pour une économie canadienne électrifiée* (mai 2026), en ligne : Ressources naturelles Canada <ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/infrastructure-electricite/propulser-canada-fort-strategie-nationale-economie-canadienne-electrifiee>.

²⁹ Reena Goyal, Anne-Catherine Boucher & Robeah Saeed, « Canada Issues National Strategy for Electrifying the Canadian Economy: 'Powering Canada Strong' », *Blakes Bulletin* (20 mai 2026), en ligne : Blake, Cassels & Graydon LLP <blakes.com/insights/canada-issues-national-strategy-for-electrifying-the-canadian-economy-powering-canada-strong%E2%80%9D>.

³⁰ Canada, Premier ministre du Canada, note d'information, « Accord de mise en œuvre pour le protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta conclu le 27 novembre 2025 » (15 mai 2026), en ligne : Premier ministre du Canada <pm.gc.ca/fr/nouvelles/notes-dinformation/2026/05/15/accord-de-mise-oeuvre-protocole-daccord-entre-canada-et>.

des sables bitumineux et l'expansion des infrastructures d'exportation.³¹

- Le 2 juillet 2026, le gouvernement du Canada a soumis au Bureau des grands projets la proposition du gouvernement de l'Alberta pour un projet d'oléoduc vers la côte Ouest. L'oléoduc transporterait plus de 1 million de barils par jour vers les marchés mondiaux, et le tracé proposé suivra en grande partie le corridor actuel de Trans Mountain, dans le plein respect de la *Loi sur le moratoire relatif aux pétroliers*.³² Le nouvel oléoduc appartiendra à Trans Mountain Corporation (TMC, détenue à 100 % par le gouvernement du Canada), à l'Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC, détenue à 100 % par le gouvernement de l'Alberta) et à Pembina Pipeline Corporation (participation économique de 10 %, avec option d'acquérir une tranche additionnelle de 10 % à la mise en service commerciale), et il comporte une occasion réelle et significative de participation autochtone au capital.³³
- L'annonce, le 14 juillet 2026, par LNG Canada de la conclusion d'une entente avec cinq Premières Nations voisines du nord de la Colombie-Britannique qui leur donnerait l'option d'investir jusqu'à 1 milliard de dollars dans la deuxième phase de LNG Canada. MNT Investments LP (les organisations de développement des Gitga'at, Gitxaala, Haisla, Kitselas et Kitsumkalum) acquerrait une participation majoritaire dans une entité ad hoc qui achèterait, à son tour, un réservoir de stockage construit dans la deuxième phase. Le réservoir serait reloué à LNG Canada pour toute la durée d'exploitation du projet à Kitimat.³⁴
- L'annonce, le 20 juillet 2026, du début de la construction du programme d'expansion Sunrise d'Enbridge. L'expansion Sunrise est un investissement de 4 milliards de dollars qui accroîtra la capacité de transport du réseau de gazoducs Westcoast d'Enbridge jusqu'à concurrence de 300 Mpi³/j. Le projet maximisera la participation industrielle canadienne et utilisera des matériaux produits au pays, dont de l'acier fondu et coulé à 100 % au Canada, en provenance de la Saskatchewan. Enbridge a consacré plus de 52 millions de dollars à l'embauche et à l'approvisionnement en services auprès d'entreprises autochtones. Le réseau de gazoducs Westcoast appartient à hauteur de 12,5 % à 38 communautés autochtones de la Colombie-Britannique.³⁵
- L'annonce, le 17 août 2026, par le Québec, Terre-Neuve-et-Labrador et le gouvernement fédéral que le contrat d'électricité de Churchill Falls de 1969 et le protocole d'entente de décembre 2024

³¹ Canada, Bureau des grands projets, « Protocole d'entente » (2 juillet 2026), en ligne : Bureau des grands projets <canada.ca/fr/conseil-privé/bureau-grands-projets/projets/autres/soumis/pathways-plus/protocole-entente.html>; Kerri Howard, Alastair MacKinnon, Ashley Urch et Raye Willms, « Trilateral Pathways MOU: An Integrated Energy Development Strategy », Canadian Energy Perspectives (20 juillet 2026), en ligne : McCarthy Tétrault LLP <mccarthy.ca/en/insights/blogs/canadian-energy-perspectives/trilateral-pathways-mou-an-integrated-energy-development-strategy>.

³² Canada, Premier ministre du Canada, communiqué, « Le Canada et l'Alberta font progresser la proposition d'un projet d'oléoduc de la côte Ouest et l'initiative de capture du carbone du Projet Pathways afin de bâtir une économie canadienne plus forte et résiliente » (2 juillet 2026), en ligne : Premier ministre du Canada <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2026/07/02/canada-et-lalberta-font-progresser-la-proposition-dun-projet>. *Loi sur le moratoire relatif aux pétroliers*, LC 2019, c 26.

³³ Canada, Bureau des grands projets, « Oléoduc de la côte Ouest » (dernière modification le 13 juillet 2026), en ligne : Bureau des grands projets <canada.ca/fr/conseil-privé/bureau-grands-projets/projets/nationaux/ouest.html>.

³⁴ La Presse canadienne, « LNG Canada Equity Option Agreement with Five First Nations », CTV News (14 juillet 2026), en ligne : CTV News <ctvnews.ca/vancouver/article/lng-canada-equity-option-agreement-reached-with-five-first-nations>.

³⁵ Canada, Ressources naturelles Canada, communiqué, « La construction du programme d'expansion Sunrise d'Enbridge est amorcée » (20 juillet 2026), en ligne : Ressources naturelles Canada <canada.ca/fr/ressources-naturelles-canada/nouvelles/2026/07/la-construction-du-programme-dexpansion-sunrise-denbridge-est-amorcee.html>.

entre les provinces seront remplacés par une nouvelle entente.³⁶ L'entente prévoit que le Québec conservera son accès à l'énergie renouvelable, tandis que Terre-Neuve-et-Labrador aura la maîtrise de ses ressources. Le gouvernement fédéral s'engagera aussi à investir 10 milliards de dollars pour moderniser la centrale électrique de Churchill Falls, développer le projet d'hydroélectricité de Gull Island, construire de nouvelles lignes de transport et développer l'éolien terrestre et extracôtier.³⁷

Cette rafale d'annonces reflète clairement l'impératif du moment, et les regards inquiets se tournent vers le 19 octobre 2026, date à laquelle les Albertains se rendront aux urnes pour se prononcer sur cinq questions touchant l'immigration, quatre portant sur diverses questions constitutionnelles et une question sur la séparation.³⁸ L'issue du référendum albertain ne sera pas connue avant la parution du présent numéro et demeurera donc un sujet de discussion continu.

Parallèlement, partout au Canada, la question des centres de données devient plus pertinente

et plus critique pour les décideurs provinciaux et fédéraux.³⁹ En Alberta, pendant le Stampede de Calgary, la première ministre Smith a annoncé que Meta avait choisi l'Alberta pour son plus récent centre de données, un investissement de plus de 13 milliards de dollars.⁴⁰ Le projet est un centre de données de 1 GW qui produira sa propre électricité grâce à un partenariat avec diverses entreprises énergétiques locales.⁴¹ Le centre de données est jumelé à la construction d'une centrale de production d'électricité au gaz naturel de 970 MW, au coût de 4,6 milliards de dollars (le projet Greenlight), qui, selon le gouvernement de l'Alberta, devrait réduire la portion transport des factures d'électricité des consommateurs albertains jusqu'à concurrence de 6 %.⁴² Mais bien entendu, les centres de données sont controversés des deux côtés de la frontière. Aux États-Unis, l'opposition aux centres de données grandit,⁴³ tandis que le premier ministre du Manitoba, Wab Kinew, a annoncé qu'il n'autoriserait pas la construction d'un centre de données proposé au sud de Winnipeg.⁴⁴ La Ville de Hamilton a aussi débattu de l'interdiction des centres de données sur son territoire, avant de la rejeter.⁴⁵ Les préoccupations relatives à la consommation d'énergie, à l'utilisation de

³⁶ Terre-Neuve-et-Labrador, Conseil exécutif, communiqué, « Newfoundland and Labrador Reaches Historic Deal with Government of Quebec and Government of Canada to Develop Churchill Falls and Gull Island » (17 août 2026), en ligne : Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador <gov.nl.ca/releases/2026/exec/0817n01>; Hydro-Québec, communiqué, « Entente-cadre entre Québec et Terre-Neuve-et-Labrador – Un partenariat qui sécurise l'avenir énergétique et développe l'économie du Québec » (17 août 2026), en ligne : Hydro-Québec <news.hydroquebec.com/news/press-releases/all-quebec/power-generation-labrador-hydro-quebec-securise-quebec-energy-future-competitive-cost.html>.

³⁷ Canada, Premier ministre du Canada, communiqué, « Le premier ministre Carney annonce le plus vaste investissement dans l'énergie propre de l'histoire de l'Amérique du Nord » (17 août 2026), en ligne : Premier ministre du Canada <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2026/08/17/premier-ministre-carney-annonce-plus-vaste-investissement-lenergie>.

³⁸ Alberta, Gouvernement de l'Alberta, « 2026 Alberta Referendum » (dernière consultation le 23 août 2026), en ligne : <albertareferendum2026.ca>.

³⁹ Divulgation : M. Yahya travaille aussi chez Alberta Counsel, cabinet d'avocats et de lobbying qui compte Meta parmi ses clients. Aucun des renseignements sur Meta abordés ici ne repose sur de l'information privée.

⁴⁰ Alberta, communiqué, « Meta Makes Historic Investment in Alberta » (8 juillet 2026), en ligne : Gouvernement de l'Alberta <alberta.ca/release.cfm?xID=964679A5BC522-A153-A52F-1F8CC3D418C55411>.

⁴¹ Meta, « Breaking Ground on Meta's First Data Center in Canada » (8 juillet 2026), en ligne : Meta Newsroom <about.fb.com/news/2026/07/breaking-ground-on-metas-first-data-center-in-canada>.

⁴² Sturgeon County, communiqué, « Meta Makes Historic Investment in Alberta » (8 juillet 2026), en ligne : Sturgeon County <sturgeoncounty.ca/news-release-meta-makes-historic-investment-in-alberta>.

⁴³ Valerie Volcovici et Lisa Baertlein, « Data Center Opponents Stage 142 Protests Across 42 US States », Reuters (18 juillet 2026, mis à jour le 19 juillet 2026), en ligne : Reuters <reuters.com/business/retail-consumer/us-data-center-protests-go-national-backlash-grows-2026-07-18>.

⁴⁴ CBC News, « Manitoba Sought U.S. Help to Develop Large AI Data Centre and Find Private Financial Partner on \$18B Hydro Dam » (10 juin 2026), en ligne : CBC News <cbc.ca/news/canada/manitoba/ai-data-centre-manitoba-9.7223138>.

⁴⁵ Saira Peesker et Eva Salinas, « No Ban Against Data Centre Development After Hamilton Council Votes Down Bylaw », CBC News (15 juillet 2026), en ligne : CBC News <cbc.ca/news/canada/hamilton/data-centre-ban-voted-down-9.7271641>.

l'eau, au bruit et aux politiques générales des médias sociaux semblent être les principaux moteurs de l'opposition. Pour les lecteurs de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, les enjeux d'énergie et d'eau sont ceux à surveiller au cours des prochaines années, car la conception soignée des politiques de réseau applicables aux centres de données deviendra de plus en plus controversée dans les diverses audiences réglementaires.

DANS CE NUMÉRO

Nous ouvrons ce numéro avec « *La fiabilité à l'échelle de l'ensemble du système énergétique : les leçons du sommet de mai du CERC* » de David Morton, ancien président et chef de la direction de la British Columbia Utilities Commission et membre du conseil consultatif du Canadian Energy Reliability Council. Morton présente les quatre grands enseignements du tout premier Canadian Energy Reliability Summit, à savoir la nécessité : d'aborder la fiabilité dans une perspective englobant « l'ensemble du système énergétique » ; d'investir avant qu'une crise ne survienne ; d'accorder à la fiabilité le poids qui lui revient dans les politiques publiques ; et d'améliorer la participation du public — avant de conclure sur de possibles prochaines étapes pour faire avancer la conversation sur la fiabilité du système énergétique.

Dans « *Avant que l'Alberta puisse partir : les droits issus de traités et le référendum sur la séparation* », Kyle Paziuk, stagiaire en droit chez Alberta Counsel, titulaire d'un baccalauréat en science politique, d'une maîtrise en études des politiques et d'un Juris Doctor de l'Université de l'Alberta, explore comment deux décisions récentes de la Cour du Banc du Roi de l'Alberta, *Athabasca Chipewyan First Nation c Alberta (Chief Electoral Officer)* (ACFN)⁴⁶ et *Sturgeon Lake Cree Nation c Alberta (Sturgeon Lake)*⁴⁷, établissent toutes deux des paramètres importants pour tout processus de séparation à venir, en précisant que toute tentative de faire avancer un référendum sur l'indépendance de l'Alberta doit prendre en compte l'incidence sur les droits issus de traités selon plusieurs dimensions importantes. Paziuk dégage trois

implications que les juristes du secteur de l'énergie devraient garder à l'esprit dans le suivi de ce processus en cours, et conclut que même si les deux affaires peuvent aboutir à des résultats différents dans des demandes différentes, elles racontent une histoire doctrinale cohérente quant au rapport juridique entre l'obligation de consulter et une éventuelle séparation de l'Alberta.

Dans le prolongement de son intervention au Forum sur le droit de l'énergie 2026 de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, Gerard Kennedy, professeur agrégé et vice-doyen aux études supérieures à la faculté de droit de l'Université de l'Alberta, signe l'article « *La loi est constitutionnelle, mais son application pourrait ne pas l'être* ». Kennedy examine comment se manifeste en pratique le phénomène des lois constitutionnelles dont les applications sont inconstitutionnelles, en étudiant le volet de l'« intérêt national » (national concern) du pouvoir de légiférer pour « la paix, l'ordre et le bon gouvernement », en analysant la jurisprudence qui interprète le terme législatif d'« intérêt national » (national interest), et en rappelant comment tout exercice d'un pouvoir discrétionnaire conféré par la loi peut être contesté pour inconstitutionnalité, même si la loi elle-même demeure constitutionnelle.

Dans « *Enbridge v Nessel : les pièges du système judiciaire américain* », Moin Yahya, professeur de droit à l'Université de l'Alberta et corédacteur en chef de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, décrit brièvement la plus récente décision judiciaire dans le long différend opposant l'État du Michigan à Enbridge,⁴⁸ donne un aperçu général de l'organisation des tribunaux étatiques et fédéraux américains, et conclut par une discussion sur la nécessité, pour les entreprises canadiennes, de porter une plus grande attention aux délais de renvoi devant une cour fédérale et au ressort dans lequel l'instance est introduite aux États-Unis.

Dans le prolongement, lui aussi, de son intervention au Forum sur le droit de l'énergie

⁴⁶ *Athabasca Chipewyan First Nation c Alberta (Chief Electoral Officer)*, 2026 ABKB 375 [ACFN].

⁴⁷ *Sturgeon Lake Cree Nation c Alberta*, 2026 ABKB 373 [Sturgeon Lake].

⁴⁸ Le différend oppose Enbridge Energy, LP, Enbridge Energy Co., Inc. et Enbridge Energy Partners, LP, toutes des filiales américaines de la société canadienne Enbridge Inc. Par souci de simplicité, et à l'instar de la Cour suprême des États-Unis, elles seront toutes désignées collectivement « Enbridge ».

2026 de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, Mark Mancini, professeur à la faculté de droit de l'Université Thompson Rivers, signe « *Démocratie en surveillance : post-mortem et prochaine frontière* », dans lequel il commente les incidences du tout récent arrêt de la Cour suprême du Canada *Démocratie en surveillance c Canada (Procureur général)*.⁴⁹ L'arrêt porte sur la question de savoir si le Parlement peut soustraire certains organismes au contrôle judiciaire. Bien que la question précise en cause concerne la *Loi sur les conflits d'intérêts*⁵⁰ et le commissaire aux conflits d'intérêts et à l'éthique, l'arrêt a de vastes répercussions pour l'ensemble des organismes administratifs, comme l'explique le professeur Mancini.

Benjamin Dachis, vice-président, recherche et rayonnement, et Chloe McElhone, gestionnaire de la recherche, tous deux de Clean Prosperity, avec la modélisation opérationnelle des installations de sables bitumineux de Rory Johnston, fondateur de Commodity Context, signent « *Comment la « grande entente » fédérale-albertaine peut accroître la rentabilité des sables bitumineux* ». L'article, version abrégée d'une étude plus longue publiée par Clean Prosperity, examine l'incidence du relèvement du prix effectif minimal du crédit carbone à 130 \$ CA la tonne et de l'ajout d'une nouvelle capacité pipelinrière pour le bitume, en évaluant l'effet de coûts du carbone plus élevés et de la valeur future d'une capacité d'exportation accrue sur quatre projets de sables bitumineux représentatifs. L'article conclut par trois constats clés qui appuient les compromis de la « grande entente » fédérale-albertaine.

Marc Brouillette, consultant principal et fondateur de Strategic Policy Economics, dans l'article « *La crise de l'approvisionnement en électricité propre au Canada* », explore la discontinuité apparente entre les politiques fédérales et provinciales pour une économie électrifiée et les hypothèses de planification utilisées par divers organismes provinciaux de planification des réseaux électriques. Brouillette examine l'impératif stratégique entourant l'électrification et compare la récente initiative ontarienne *L'énergie pour les générations à venir* avec les hypothèses de planification de l'électricité utilisées par la Société indépendante

d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario, avant de conclure qu'un appel à l'action s'impose en matière de prévision éclairée de la demande si l'on veut atteindre les objectifs ambitieux liés à l'électrification.

Le numéro 3 se clôt avec l'article « *Risques extrêmes et prix de gros de l'électricité* » de Michele (Mike) Campolieti, professeur d'économie au Département de gestion de l'Université de Toronto. Campolieti utilise la théorie des valeurs extrêmes et des données de sept carrefours de négoce aux États-Unis pour estimer la forme de la distribution des prix de gros sur ces marchés, afin de déterminer si ces distributions sont compatibles avec des distributions de Pareto à queues épaisses. Campolieti examine aussi si la forme des distributions change selon la saison. L'analyse et les constats ont des implications pour la planification du risque lié aux prix de gros de l'électricité, les prix extrêmes étant plus fréquents dans les distributions à queues épaisses. ■

⁴⁹ *Démocratie en surveillance c Canada (Procureur général)*, 2026 CSC 28.

⁵⁰ *Loi sur les conflits d'intérêts*, LC 2006, c 9, art 2.

LA FIABILITÉ À L'ÉCHELLE DE L'ENSEMBLE DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE : LES LEÇONS DU SOMMET DE MAI DU CERC

Canadian Energy Reliability Council

*David Morton**

INTRODUCTION

Le 28 mai 2026, le Canadian Energy Reliability Council (« CERC ») a tenu à Ottawa un sommet sur la fiabilité énergétique (Energy Reliability Summit) afin de discuter des défis de fiabilité auxquels fait face le système énergétique canadien. Le sommet a réuni des dirigeants de l'industrie, des décideurs, des experts de la fiabilité et des représentants du secteur de l'énergie, à un moment où la fiabilité est mise à l'épreuve par les changements environnementaux, le vieillissement des infrastructures, les contraintes des chaînes d'approvisionnement, les cybermenaces, les défis de suffisance de l'approvisionnement en électricité, l'incertitude géopolitique et le rythme des politiques de carboneutralité.

Deux panels ont exploré les défis de la fiabilité énergétique sous divers angles. Le premier, composé de Bob Larocque, président et chef de la direction de l'Association canadienne des carburants; de Brad Herald, conseiller spécial principal de l'Association canadienne des producteurs pétroliers; de Paul Cheliak, chef de l'exploitation de l'Association canadienne du gaz; de Shannon Watt, présidente et chef de la direction de l'Association canadienne du

propane; et de Michael Powell, vice-président, Relations gouvernementales, d'Électricité Canada, a livré ses réflexions sur les enjeux de fiabilité énergétique, sur les risques et les défis que l'industrie doit surmonter pour maintenir cette fiabilité, et sur la meilleure façon de travailler ensemble pour y répondre.

Le second réunissait Jim Robb, président et chef de la direction de la North American Electric Reliability Corporation; Robert Johnston, directeur des politiques de l'énergie et des ressources naturelles à la School of Public Policy de l'Université de Calgary; Tonja Leach, directrice générale de QUEST Canada, un organisme national qui fait la promotion de systèmes énergétiques efficaces, intégrés et à l'échelle des collectivités; et David Marshall, directeur, Exploitation des stations et Raccordements clients, d'Enbridge Gas. Ce panel a examiné plus avant la fiabilité réelle du système énergétique canadien et la façon dont nous pouvons maintenir cette fiabilité, essentielle à notre économie, à notre mode de vie ainsi qu'à notre santé et à notre sécurité.

Un message central s'est dégagé des discussions : la fiabilité n'est pas un simple attribut technique du réseau électrique. C'est

* David Morton, *Interprovincial Cooperation and Energy Reliability* (Canadian Energy Reliability Council, 2025). M. Morton est ingénieur et compte plus de 45 ans d'expérience en réglementation des services publics et en politique énergétique; il a notamment été président et chef de la direction de la British Columbia Utilities Commission.

une question de politique publique qui touche la sécurité économique, l'abordabilité, la santé et la sécurité, la préparation aux situations d'urgence et la confiance du public. Elle doit donc être considérée de pair avec l'abordabilité et la décarbonation, et non traitée comme un résultat présumé des politiques énergétiques.

Le présent article résume les principaux points à retenir du sommet et explique comment le CERC entreprend d'élaborer un plan d'action en réponse. Les initiatives décrites ci-dessous ne sont pas présentées comme un plan de travail achevé, mais comme les principaux axes de suivi actuellement à l'étude : la participation du public, des principes de fiabilité, des exercices sur table, une éventuelle réponse commune de l'industrie à la politique énergétique fédérale, une participation élargie au CERC et une plus grande transparence de la modélisation énergétique.

LES GRANDS POINTS À RETENIR DU SOMMET

Le sommet a confirmé que la fiabilité énergétique n'est pas qu'une question strictement technique. C'est un enjeu national d'économie, de sécurité, d'abordabilité et de sécurité publique.

Plusieurs messages clés s'en dégagent :

Premièrement, la fiabilité doit être abordée à l'échelle de l'ensemble du système énergétique, et non de la seule électricité. La fiabilité de l'électricité est essentielle, mais les Canadiens dépendent aussi d'un approvisionnement fiable en gaz naturel, en essence, en diesel, en propane et en produits pétroliers, de l'énergie de quartier et des infrastructures connexes. Une discussion sur la fiabilité qui ne porte que sur le réseau électrique risque de passer à côté de l'interdépendance des combustibles, des infrastructures, de la demande saisonnière, des interventions d'urgence, du transport, de l'approvisionnement alimentaire, du chauffage et de l'activité industrielle.

Le système énergétique canadien devient plus interdépendant. La fiabilité de l'électricité dépend de plus en plus de la disponibilité du gaz naturel, de la cyberrésilience, des chaînes d'approvisionnement, des minéraux critiques, de la main-d'œuvre qualifiée, des systèmes de communication et des infrastructures de transport et de distribution. De même, les combustibles liquides, le propane et les réseaux gaziers sont essentiels

à l'alimentation de secours, aux interventions d'urgence, à la logistique et à la résilience lors d'événements extrêmes.

Deuxièmement, la fiabilité exige des investissements avant que survienne une crise. Le thème du sommet reconnaissait la nécessité d'investissements à long terme, de meilleures données, d'une flexibilité réglementaire accrue et d'une planification intégrée entre les secteurs énergétiques. Un constat récurrent est que la fiabilité est souvent davantage valorisée après avoir fait défaut, alors que les investissements nécessaires pour la préserver doivent être consentis des années à l'avance.

Troisièmement, le débat de politique publique sous-pondère peut-être la fiabilité. Les décideurs s'expriment souvent en matière de cibles d'émissions, d'abordabilité et d'objectifs de transition énergétique, mais la fiabilité est parfois traitée comme un présupposé implicite plutôt que comme un paramètre de conception explicite. Le CERC a un rôle important à jouer pour rendre la fiabilité plus visible, plus mesurable et plus compréhensible.

Quatrièmement, il faut une meilleure participation du public. La fiabilité n'est pas toujours au premier plan — jusqu'à ce que survienne une panne, une pénurie, un choc de prix, une rupture d'approvisionnement en combustible ou une urgence. Une occasion clé pour le CERC consiste à communiquer la fiabilité en des termes porteurs de sens pour les ménages, les entreprises, les communautés autochtones, les municipalités et les élus et fonctionnaires.

LES LEÇONS DU SOMMET

Le sommet a réussi à créer une conversation intersectorielle plutôt qu'une discussion centrée sur un seul combustible ou une seule technologie. L'invitation elle-même réunissait une large coalition d'organisations du secteur de l'énergie — gaz, carburants, pétrole, propane, électricité et organismes de fiabilité —, ce qui a contribué à renforcer le message voulant que la fiabilité soit un enjeu à l'échelle de l'ensemble du système.

Le second panel a réuni des expertises en fiabilité et en sécurité de l'électricité, en risques géopolitiques et de marché, en systèmes énergétiques intégrés à l'échelle des collectivités et en fiabilité opérationnelle du gaz. Cette combinaison a permis au sommet de dépasser

les slogans pour entrer dans les réalités pratiques du maintien d'un service énergétique fiable.

Le choix d'Ottawa avait aussi sa valeur. Tenir le sommet à Ottawa a permis de positionner la conversation comme un enjeu national de politique publique, plutôt que comme une discussion technique réservée à l'industrie.

Une leçon clé du sommet est que les discussions sur la fiabilité sont les plus utiles lorsqu'elles passent de la sensibilisation générale à des livrables précis : principes de fiabilité, lacunes des politiques, outils de participation du public et exercices de planification concrets. Les événements futurs gagneraient à énoncer plus explicitement les résultats recherchés. Par exemple, le prochain sommet pourrait demander aux participants de produire ou d'entériner une courte liste de principes de fiabilité, de cerner des lacunes précises des politiques ou de convenir d'un plan de travail sur la participation du public.

Une participation plus structurée des décideurs et des fonctionnaires pourrait aussi être utile. Une formule de sommet comportant des discussions dirigées, des scénarios d'exercice sur table ou des exercices en petits groupes aiderait à faire passer la discussion de la « sensibilisation » à l'« application ».

Le sommet a aussi fait ressortir une question plus large pour le CERC : comment un organisme national voué à la fiabilité doit-il passer de l'organisation de discussions à l'élaboration d'outils concrets de politique publique?

DES POINTS À RETENIR AU PLAN D'ACTION

Le sommet n'avait pas pour objet de produire un plan d'action définitif. Il s'agissait plutôt d'une première étape pour cerner les enjeux de fiabilité qui appellent une attention accrue du public, des décideurs, des organismes de réglementation et de l'industrie. Avec l'infolettre du CERC et les activités de rayonnement connexes, le sommet peut être vu comme la première phase d'un effort plus vaste pour faire passer la fiabilité du rang de préoccupation technique à celui d'objectif explicite de politique publique.

L'engagement commun de l'industrie de l'énergie envers la fiabilité a été démontré, et les grands enjeux de fiabilité ont été exposés à un public élargi. Le sommet démontre aussi que le CERC pourrait occuper une position

intermédiaire précieuse entre les experts techniques, les associations industrielles, les organismes de réglementation, les gouvernements et le public. Son rôle n'a pas à être — et ne devrait pas être — la défense d'un combustible ou d'une technologie. Le CERC peut plutôt militer pour la prise en compte rigoureuse de la fiabilité dans les politiques énergétiques.

Il faut toutefois une stratégie d'ensemble dans laquelle ces initiatives seront exécutées — si elles le sont. Les grands thèmes des deux prochaines phases sont :

Phase 2 : comment la fiabilité est-elle prise en compte dans les politiques publiques?

Cette phase examinerait les hypothèses, la modélisation, les moteurs des politiques et les compromis qui façonnent la politique énergétique canadienne. L'objectif serait de déterminer où la fiabilité est explicitement prise en compte, où elle est présumée et où elle est peut-être sous-pondérée. Les enjeux soulevés au sommet — dont la diversité de l'approvisionnement, l'abordabilité, la résilience des collectivités et le rythme des politiques de carboneutralité — feraient partie de cette analyse.

Phase 3 : quelle lacune en matière de fiabilité faut-il combler, qui la comblera, et comment?

Cette phase serait axée sur un dialogue concret avec les décideurs, les fournisseurs d'énergie, les organismes de réglementation, les clients et les collectivités. Elle chercherait à établir ce que l'industrie fait déjà bien, où subsistent les lacunes, et quels outils institutionnels, réglementaires, d'investissement ou de participation du public sont nécessaires pour renforcer la fiabilité.

Pour appuyer ces prochaines phases, le CERC a recensé plusieurs initiatives possibles à étudier davantage. Elles ne sont pas présentées comme un plan de travail définitif, mais comme un ensemble d'activités susceptibles d'aider à traduire les points à retenir du sommet en actions concrètes. Le CERC évaluera ces initiatives dans le cadre d'une stratégie plus large, y compris celles qui devraient être retenues, leur ordre de priorité et la question de savoir si elles relèvent de la phase 2, de la phase 3 ou d'un programme de travail à plus long terme.

FICHES EXPLICATIVES GRAND PUBLIC SUR LA FIABILITÉ

Le CERC pourrait élaborer de courtes fiches explicatives, en langage clair, sur des sujets tels que :

- Que signifie « fiabilité énergétique »?
- En quoi la fiabilité se distingue-t-elle de l'abordabilité?
- Pourquoi la fiabilité exige-t-elle de la redondance?
- Pourquoi les phénomènes météorologiques extrêmes modifient-ils les défis de planification?
- Pourquoi faut-il considérer ensemble l'électricité, le gaz, le propane, les produits pétroliers et les carburants de transport?
- Que se passe-t-il lorsque les systèmes énergétiques deviennent plus interdépendants?

PRINCIPES DE FIABILITÉ

Le CERC pourrait rédiger un court énoncé de principes de fiabilité à utiliser dans les mémoires de politique publique et les activités de participation du public. Par exemple :

- La fiabilité devrait être un objectif explicite de toute politique énergétique majeure.
- La fiabilité doit être évaluée pour tous les combustibles et tous les réseaux de livraison.
- La fiabilité exige des investissements à long terme, de la redondance et de la flexibilité opérationnelle.
- Les risques pour la fiabilité devraient être transparents pour les décideurs et le public.
- La fiabilité, l'abordabilité et la décarbonation doivent être considérées ensemble.

MODÉLISATION, TRANSPARENCE ET FIABILITÉ

L'enjeu de modélisation soulevé au sommet est important. Les gouvernements s'appuient de plus en plus sur la modélisation énergétique pour justifier leurs décisions de politique publique, la planification des infrastructures, les trajectoires d'émissions et les choix d'investissement. Or, bien des modèles sont difficiles à examiner pour les non-spécialistes. On voit souvent mal comment la fiabilité y est représentée, et quelles hypothèses sont retenues quant à la croissance de la demande, aux phénomènes météorologiques extrêmes, au stockage, aux combustibles de secours, aux importations, à la disponibilité du transport d'électricité, au comportement des clients, au déploiement des technologies et aux conditions d'urgence.

Le CERC pourrait aborder cet enjeu de plusieurs façons :

- Élaborer une liste de contrôle de la modélisation de la fiabilité.
- Commander une étude sur le traitement de la fiabilité dans les modèles énergétiques canadiens.
- Tenir un atelier technique réunissant modélisateurs, exploitants de réseaux, services publics, organismes de réglementation et industrie.
- Demander si les modèles distinguent la suffisance énergétique annuelle de la capacité de livraison en temps réel.
- Examiner comment les modèles traitent les événements à faible probabilité et à fort impact.
- Encourager les gouvernements à publier leurs hypothèses, leurs analyses de sensibilité et leurs indicateurs de fiabilité.

Un objectif concret est de faire en sorte que la modélisation utilisée aux fins des politiques publiques ne se contente pas de montrer qu'un futur système énergétique s'équilibre en moyenne, mais démontre qu'il peut fonctionner dans des conditions telles que les pointes estivales et hivernales, sous contrainte et dans des conditions extrêmes.

ÉLARGIR L'ADHÉSION AU CERC ET SES APPUIS

Le sommet a aussi soulevé la question de savoir qui devrait prendre part à la conversation du CERC sur la fiabilité. Parmi les participants additionnels possibles :

- Les groupes de clients, y compris les représentants des clients résidentiels, industriels, agricoles, commerciaux et vulnérables.
- Les grandes associations industrielles, notamment celles de l'électricité, du gaz, des carburants, du pétrole, du propane, des énergies renouvelables, du stockage, du nucléaire, des mines, du transport et de la fabrication.
- Les organisations municipales et autochtones, particulièrement là où la résilience énergétique des collectivités et les interventions d'urgence sont des préoccupations majeures.
- Les organisations de gestion des urgences.
- Les grands consommateurs d'énergie, dont les centres de données, les mines, les fabricants, les hôpitaux, les ports, les aéroports et les réseaux de distribution alimentaire.
- Les défenseurs des consommateurs et de l'abordabilité.
- Les universitaires et les experts en modélisation.

ÉVÉNEMENTS DE SUIVI POSSIBLES

A. Une séance de suivi à Ottawa

Une séance de suivi à Ottawa plus tard cette année pourrait valoir la peine, surtout si elle est articulée autour de livrables précis plutôt que comme une simple continuation de la discussion de mai. Parmi les thèmes possibles à Ottawa :

- **La fiabilité comme objectif de politique nationale.** Comment la politique fédérale devrait-elle intégrer explicitement la fiabilité pour l'électricité, le gaz naturel, les produits pétroliers, le propane, les carburants de

transport et la préparation aux situations d'urgence?

- **La fiabilité sous contrainte.** Que se passe-t-il lors d'un événement météorologique extrême de plusieurs jours, d'une cyberattaque, d'une rupture d'approvisionnement ou d'une urgence de suffisance de l'approvisionnement en électricité?
- **La fiabilité et la confiance du public.** Comment les gouvernements et l'industrie peuvent-ils parler plus clairement aux Canadiens des compromis entre la fiabilité, l'abordabilité, la réduction des émissions et le développement des infrastructures?

B. Des sommets provinciaux ou des assemblées publiques

Des séances provinciales pourraient aussi être utiles, mais elles devraient sans doute d'abord viser les grandes provinces où les enjeux de système énergétique sont particulièrement lourds de conséquences : l'Ontario, le Québec, l'Alberta et la Colombie-Britannique.

Chaque province pourrait avoir un axe qui lui est propre. Par exemple :

- **Ontario :** la suffisance de l'approvisionnement en électricité, l'interdépendance gaz naturel-électricité, la réfection des centrales nucléaires et les nouveaux projets nucléaires, la croissance industrielle, l'électrification des transports et la préparation des réseaux de distribution.
- **Québec :** la fiabilité de l'hydroélectricité, les obligations d'exportation, les pointes hivernales, les pressions de l'électrification, les contraintes de transport d'électricité et l'interaction entre la fiabilité intérieure et les marchés régionaux élargis.
- **Alberta :** la suffisance des ressources, la conception du marché, la production au gaz naturel, l'intégration des énergies renouvelables, les phénomènes météorologiques extrêmes, la charge industrielle et la résilience de l'approvisionnement en combustibles.
- **Colombie-Britannique :** la variabilité de l'hydroélectricité, la croissance de la

charge liée à l'électrification et au GNL, les contraintes de transport d'électricité, la résilience face aux feux de forêt et aux phénomènes météorologiques extrêmes, et les rapports entre l'électricité, le gaz naturel et les combustibles liquides dans les interventions d'urgence.

Une formule utile pourrait être une assemblée publique provinciale d'une demi-journée, avec une courte présentation de cadrage, un panel sur la fiabilité, un exercice de scénario et une discussion de clôture sur les actions concrètes.

EXERCICES SUR TABLE

Les exercices sur table pourraient être particulièrement utiles. Ils permettraient aux décideurs, à l'industrie, aux organismes de réglementation, aux gestionnaires des urgences et aux représentants des collectivités de mettre à l'épreuve la réaction du système à des événements de fiabilité précis.

Parmi les scénarios possibles :

- Une vague de froid hivernale combinée à une rareté de l'approvisionnement en électricité.
- Une cyberattaque prolongée touchant les activités d'électricité et de gaz.
- Un incendie de forêt majeur perturbant le transport d'électricité, les routes et la livraison de combustibles.
- Une panne énergétique urbaine de plusieurs jours touchant les hôpitaux, les télécommunications, le chauffage, l'eau et le transport.
- Une rupture géopolitique de l'approvisionnement en combustibles touchant les prix et la disponibilité.
- Un événement estival de forte charge combiné à la fumée des feux de forêt, à la demande de climatisation et aux contraintes de production.

Ces exercices pourraient aider à révéler où les hypothèses de planification sont incomplètes, où les responsabilités sont floues et où les interdépendances entre combustibles ne sont pas pleinement comprises.

MODIFICATIONS DU SITE WEB ET DE L'INFOLETTRE DU CERC

Le site Web et l'infolettre du CERC devraient aussi être revus dans le cadre de la prochaine phase de travail. Le site actuel gagnerait à être repensé pour communiquer plus clairement la mission, les priorités, la composition et les ressources du CERC en matière de fiabilité. De même, le format et la fréquence de l'infolettre devraient être évalués pour s'assurer qu'elle sert un objectif stratégique clair. Dans le cadre de cet examen, le CERC devrait définir les objectifs de l'infolettre, cerner ses publics cibles et envisager des moyens concrets d'en accroître la diffusion et l'impact.

CONCLUSION

Le sommet de mai a confirmé que la fiabilité énergétique mérite une place plus importante dans les politiques publiques canadiennes. La fiabilité n'est pas automatique, et elle n'est la responsabilité d'aucun secteur en particulier. Elle repose sur l'investissement, la planification, la discipline opérationnelle, la redondance des infrastructures, la transparence de la modélisation et une discussion publique réaliste sur les compromis.

L'occasion qui s'offre au CERC est de devenir le forum national qui garde la fiabilité visible, concrète et ancrée dans le fonctionnement réel du système énergétique canadien. La prochaine phase devrait faire passer de la sensibilisation à l'action : des principes plus clairs, un meilleur examen de la modélisation, une participation élargie et une voix industrielle coordonnée sur les exigences de fiabilité de l'avenir énergétique du Canada. ■

AVANT QUE L'ALBERTA PUISSE PARTIR : LES DROITS ISSUS DE TRAITÉS ET LE RÉFÉRENDUM SUR LA SÉPARATION

Kyle Paziuk*

Dans la foulée de la catalysation rapide de l'unité nationale canadienne, entièrement provoquée par les menaces de mainmise américaine — économique ou autre — du président Donald Trump, une province semble laissée pour compte. Le discours sécessionniste n'est pas nouveau en Alberta. Après le Québec, l'Alberta compte sans doute historiquement le plus grand nombre de patriotes provinciaux, et il n'est pas rare d'y entendre circuler des propositions fiscalement douteuses sur ce à quoi ressemblerait une Alberta indépendante. Or, le sentiment et le sérieux derrière ces vœux d'indépendance ont récemment changé de nature. Le discours séparatiste albertain, qui ne se tenait plus seulement dans les arrières-salles et les bars, a progressé jusqu'aux pétitions d'initiative citoyenne et, par voie de conséquence, jusqu'aux salles d'audience albertaines. La conclusion de l'histoire de l'avenir de l'Alberta est loin d'être écrite, un référendum se profilant en octobre prochain.

Erreur de calcul ou ignorance délibérée, les discussions sur la séparation font souvent abstraction d'un principe clé des réalités géographiques et juridiques de l'Alberta : l'économie énergétique albertaine repose, à peu d'exceptions près, sur des terres visées

par traité. L'Alberta est principalement située sur les territoires des Traités nos 6, 7 et 8, et les projets énergétiques comme les lignes électriques et les corridors pipeliniers traversent les terres des traités numérotés. Les juristes canadiens du secteur de l'énergie connaissent intimement les obligations juridiques qui découlent des projets portant atteinte aux droits conférés par les traités numérotés. Depuis des décennies, l'obligation de consulter, l'honneur de la Couronne et le contenu substantiel des promesses des traités sont ainsi des outils de travail de la pratique du droit de l'énergie.

Deux décisions récentes de la Cour du Banc du Roi de l'Alberta, rendues par la juge Leonard, ont ouvert une fenêtre sur les difficultés juridiques que pourrait entraîner la séparation de l'Alberta, particulièrement au regard des droits issus de traités des Autochtones. *Athabasca Chipewyan First Nation c Alberta (Chief Electoral Officer) (ACFN)*¹ et *Sturgeon Lake Cree Nation c Alberta (Sturgeon Lake)*² découlent toutes deux de la *Citizen Initiative Act*³ de l'Alberta et de la campagne menée, par le truchement de cette loi, pour soumettre à un référendum provincial une question sur l'indépendance de l'Alberta par rapport au Canada. Soyons clairs, ni l'une ni l'autre décision n'était suffisamment

* Kyle Paziuk est étudiant en droit chez Alberta Counsel. Il est titulaire d'un baccalauréat ès arts en science politique, avec distinction, d'une maîtrise ès arts en études des politiques et d'un Juris Doctor de l'Université de l'Alberta.

¹ *Athabasca Chipewyan First Nation c Alberta (Chief Electoral Officer)*, 2026 ABKB 375 [ACFN].

² *Sturgeon Lake Cree Nation c Alberta*, 2026 ABKB 373 [Sturgeon Lake].

³ *Citizen Initiative Act*, SA 2021, c C-13.2 [CIA].

affirmative pour trancher la question de savoir si l'Alberta demeurera dans le Dominion du Canada, ni même s'il demeure possible de tenir un référendum contraignant sur le sort de l'Alberta. De plus, *ACFN* est en attente d'une audience complète devant la Cour d'appel de l'Alberta, une décision préliminaire ayant déjà été rendue pour permettre à Elections Alberta d'amorcer le processus de vérification de la pétition séparatiste contestée. La pétition ne peut néanmoins progresser vers un référendum provincial officiel tant que l'appel dans *ACFN* n'aura pas été entièrement entendu et tranché.

Malgré cette incertitude procédurale, les deux décisions établissent déjà des paramètres importants pour tout processus de séparation à venir. Par des résultats différents, les deux affaires précisent que toute tentative de faire avancer un référendum sur l'indépendance de l'Alberta doit prendre en compte l'incidence d'un tel bouleversement sur les droits issus de traités.

LA CITIZEN INITIATIVE ACT

La *CIA*, adoptée en 2021, visait à permettre aux électeurs de déclencher des référendums sur des questions de nature législative, politique ou constitutionnelle, une fois atteint un seuil de signatures. Les pétitions comptant le nombre requis de signatures étaient alors soumises au directeur général des élections (« DGE », Chief Electoral Officer) de l'Alberta, en vue d'un vote public sur la question. Auparavant, la *CIA* n'était pas sans garde-fous. Dans ce que la Cour, dans *Sturgeon Lake* a appelé l'« ancienne *CIA* » [traduction], aucune pétition citoyenne autorisée par le DGE ne devait contenir de question contrevenant aux articles 1 à 35.1 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, aux termes du par 2(4) de l'ancienne *CIA*.⁴ Le DGE conservait en outre la faculté de renvoyer les questions touchant la validité constitutionnelle

d'une pétition à la Cour du Banc du Roi pour examen.⁵

En mai 2025, l'Assemblée législative a adopté le projet de loi 54, qui abaissait le seuil de signatures et allongeait la période de collecte pour les référendums d'initiative citoyenne.⁶ Les modifications ont immédiatement soulevé l'opposition des Premières Nations de toute l'Alberta, amenant la première ministre Danielle Smith à assurer l'Assemblée législative qu'« il ne peut y avoir de question référendaire qui aille de l'avant en violation de leurs droits garantis par l'article 35 » [traduction],⁷ et le ministre de la Justice Mickey Amery à confirmer, dans le même débat, que le par 2(4) continuerait de garantir ce résultat.⁸

L'AFFAIRE SYLVESTRE

Le précurseur du récent contentieux de la séparation est l'affaire *Chief Electoral Officer of Alberta c Sylvestre*.⁹ La prémisse de l'affaire est simple. Mitch Sylvestre, un partisan du séparatisme albertain, cherchait à présenter une pétition d'initiative citoyenne pour l'indépendance de l'Alberta. Le 4 juillet 2025, Sylvestre a demandé au DGE une pétition d'initiative posant la question de savoir si « la province de l'Alberta devrait devenir un pays souverain et cesser d'être une province du Canada » [traduction] (la *première proposition*).¹⁰ Comme il fallait s'y attendre, la question de la pétition soulevait des questions de validité constitutionnelle, et le DGE l'a donc renvoyée aux tribunaux albertains, en application de l'art 2.1 de l'ancienne *CIA*.¹¹

Le 4 décembre 2025, la veille de la conclusion des plaidoiries dans *Sylvestre*, le gouvernement de l'Alberta a déposé le projet de loi 14.¹² Coïncidence commode ou non, le projet de loi 14 proposait d'abroger le par 2(4) et l'art 2.1 de l'ancienne *CIA*, la nouvelle « *CIA modifiée* » [traduction] ne comportant que

⁴ *ACFN*, *supra* note 1 au para 11.

⁵ *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 13.

⁶ PL 54, *Election Statutes Amendment Act, 2025*, 1^{re} sess, 31^e lég, Alberta, 2025; *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 12.

⁷ Alberta, Assemblée législative, *Alberta Hansard*, 31^e lég, 1^{re} sess (13 mai 2025) à la p 3390, tel que cité dans *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 13.

⁸ Alberta, Assemblée législative, *Alberta Hansard*, 31^e lég, 1^{re} sess (14 mai 2025) à la p 3494, tel que cité dans *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 14.

⁹ *Chief Electoral Officer of Alberta c Sylvestre*, 2025 ABKB 712 [*Sylvestre*].

¹⁰ *ACFN*, *supra* note 1 au para 12.

¹¹ *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 83.

¹² PL 14, *Justice Statutes Amendment Act, 2025*, 2^e sess, 31^e lég, Alberta, 2025; *ACFN*, *supra* note 1 au para 15.

peu des garde-fous constitutionnels ouverts aux tribunaux.¹³ La Cour a rendu sa décision dans *Sylvestre* le lendemain,¹⁴ concluant que la *première proposition* ne respectait pas le par 2(4) parce que l'indépendance de l'Alberta contreviendrait aux traités numérotés, à la fois en droit et en pratique.¹⁵ La Cour a aussi refusé de considérer que le projet de loi 14, encore à l'étude, avait déjà mis fin au dossier, statuant qu'une affaire entièrement plaidée ne peut être rayée de l'existence par voie législative avant que jugement soit rendu.¹⁶

Trois jours plus tard, le 8 décembre 2025, le DGE a formellement rejeté la *première proposition* sous le régime de la *CIA* antérieure aux modifications.¹⁷ M. Sylvestre a ensuite soumis une question presque identique à la première dans sa forme : « Acceptez-vous que la province de l'Alberta cesse de faire partie du Canada pour devenir un État indépendant ? » [traduction] (la *seconde proposition*).¹⁸ La *CIA modifiée*, libérée de l'exigence d'examiner les questions des pétitions à la recherche d'éventuels écueils constitutionnels, a approuvé la *seconde proposition* rapidement, le 22 décembre 2025.¹⁹

L'approbation de la *seconde proposition* a lancé l'Alberta à toute vitesse vers un référendum sur la séparation apparemment inévitable, tous les obstacles juridiques intermédiaires semblant levés. Toutefois, en deux décisions distinctes, toutes deux rendues par la juge Leonard, *ACFN* a donné lieu à des demandes de contrôle judiciaire de l'Athabasca Chipewyan First Nation ainsi que de la Piikani Nation, de la Siksika Nation et de la Blood Tribe (les nations pieds-noires). La seconde affaire, *Sturgeon Lake*, a été introduite par la Sturgeon Lake Cree Nation (SLCN), qui demandait une injonction contre l'application du projet de loi 14 en attendant que la Cour statue sur sa constitutionnalité. Les deux affaires, bien qu'abordant différemment les préoccupations

constitutionnelles soulevées par le projet de loi 14, ont tourné sur la place que celui-ci réservait en droit aux droits issus de traités, dans la perspective d'une éventuelle séparation.

TRAITÉS NUMÉROTÉS ET RESTRUCTURATION CONSTITUTIONNELLE

Bien que les nations requérantes dans *ACFN* aient obtenu, au moins temporairement, la suspension de tout référendum contraignant sur la séparation de l'Alberta, et que les requérantes dans *Sturgeon Lake* ne l'aient pas obtenue, les deux affaires ont démontré que les droits issus de traités au Canada ne sont pas un simple obstacle à la restructuration constitutionnelle. Ni *ACFN* ni *Sturgeon Lake* n'était appelée à replaider l'analyse de fond de Sylvestre sur les traités, et ni l'une ni l'autre ne l'a fait; toutes deux l'ont simplement adoptée comme point de départ des questions dont la Cour était réellement saisie.²⁰ Tant *ACFN* que *Sturgeon Lake* se sont attachées à ce que Sylvestre avait conclu quant au rapport entre la séparation et les droits issus de traités : l'indépendance de l'Alberta contreviendrait aux traités numérotés « à la fois en droit et en pratique » [traduction], parce qu'elle retirerait le Canada et lui substituerait une Alberta indépendante comme entité responsable de l'exécution des obligations issues des traités, sans le consentement des Premières Nations parties aux traités.²¹ En définitive, quelles que soient les protections qu'une Alberta indépendante choisirait d'inscrire dans sa propre constitution, l'Alberta ne peut tout simplement pas se substituer au Canada comme partenaire de traité sans le consentement des nations qui ont traité avec la Couronne du chef du Canada, et non avec une province.²²

Du point de vue du droit de l'énergie, le résultat dans *ACFN* démontre l'architecture

¹³ PL 14, *Justice Statutes Amendment Act*, 2025, 2^e sess, 31^e lég, Alberta, 2025.

¹⁴ *Sylvestre*, *supra* note 9.

¹⁵ *Ibid* aux para 214, 231, 245, tel que cité dans *ACFN*, *supra* note 1 au para 160.

¹⁶ *Sylvestre*, *supra* note 9 aux para 250, 252, tel que cité dans *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 20.

¹⁷ *ACFN*, *supra* note 1 au para 17.

¹⁸ *Ibid* au para 18.

¹⁹ *Ibid* au para 20.

²⁰ *Ibid* aux para 159–64, 216; *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 aux para 96–97, 110.

²¹ *Sylvestre*, *supra* note 9 au para 214, tel que cité dans *ACFN*, *supra* note 1 au para 160.

²² *Ibid*.

juridique héritée qui s'attache au vaste réseau d'infrastructures énergétiques de l'Alberta, lequel touche vraisemblablement des terres visées par traité. Cette architecture repose sur un lien juridique avec le Canada, et non strictement avec l'Alberta, et ce lien n'est pas simplement rompu par la séparation. Les nations pieds-noires ont posé la question sans détour dans *ACFN*, soutenant que la décision du DGE substituerait une Alberta indépendante comme entité responsable des obligations issues des traités, contreviendrait au droit de circuler sur les territoires des traités et éliminerait la continuité des obligations constitutionnelles qui garantissent le respect des promesses des traités.²³ La juge Leonard a souscrit à cette thèse, concluant à « un lien de causalité direct entre la décision du DGE et les droits issus de traités qui sont en jeu » [traduction], suffisant pour fonder à la fois une obligation de consulter et, ultimement, l'annulation de la décision.²⁴

OBLIGATION DE CONSULTER ET PROCESSUS LÉGAUX À ÉTAPES MULTIPLES

Les praticiens du droit de l'énergie sont constamment attentifs aux réalités juridiques des processus légaux à étapes multiples dans le développement des projets énergétiques. Les décisions de la juge Leonard comportent des observations sur la façon dont l'obligation de consulter se rattache à de tels processus à étapes. La position de l'Alberta tout au long de *ACFN* était que la décision du DGE n'était rien de plus qu'une étape non discrétionnaire permettant à un promoteur de recueillir des signatures, sans élaboration de politiques gouvernementales ni prise de décision stratégique, et que toute obligation de consulter ne serait engagée, le cas échéant, qu'une fois qu'un référendum aurait réellement produit un résultat que le gouvernement se proposerait

de mettre en œuvre.²⁵ En procédant à l'analyse établie dans *Nation haïda* pour évaluer la solidité des prétentions de l'ACFN selon lesquelles l'obligation de consulter s'imposait, la juge Leonard a rejeté le cadre d'analyse du gouvernement à chaque étape.²⁶

Sur la question de la connaissance, la Cour a conclu que la Couronne avait une connaissance concrète, et non simplement par imputation, des droits issus de traités en jeu, parce que l'obligation légale du DGE lui-même d'aviser le ministre de la Justice de la *seconde proposition* fournissait cet avis, et parce que le ministre avait lui-même été partie à *Sylvestre*, plaidée sur la même question essentielle quelques semaines plus tôt.²⁷ Sur la conduite de la Couronne, l'Alberta et le DGE soutenaient que le DGE, à titre de haut fonctionnaire indépendant de l'Assemblée législative à l'abri des directives ministérielles, ne pouvait être assimilé à « la Couronne » aux fins de la consultation.²⁸ La juge Leonard a reconnu que l'indépendance institutionnelle du DGE est réelle et importante, mais elle a conclu, appliquant le raisonnement de la Cour suprême dans *Clyde River (Hameau) c Petroleum Geo-Services Inc.*,²⁹ que dès lors qu'un organisme créé par la loi exerce un pouvoir de nature exécutive conféré par la législature pour rendre une décision emportant des conséquences contraignantes en aval, « toute distinction entre les mesures de cet organisme et celles de la Couronne disparaît rapidement ».³⁰

Par suite de la décision du DGE d'autoriser la pétition, une séquence légale obligatoire était enclenchée, pouvant ultimement aboutir à un référendum obligatoire si le seuil de signatures était atteint. Le résultat final commandait donc de conclure que la conduite de la Couronne était bel et bien constituée, malgré l'indépendance du DGE par rapport au gouvernement.³¹ Sur l'effet préjudiciable potentiel, la Cour a conclu

²³ *ACFN*, *supra* note 1 au para 212.

²⁴ *Ibid* au para 238.

²⁵ *Ibid* aux paras 199, 225.

²⁶ Appliquant *Nation haïda c Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73 au para 35 [*Nation haïda*], et *Rio Tinto Alcan Inc c Conseil tribal Carrier Sekani*, 2010 CSC 43 au para 31 [*Rio Tinto*].

²⁷ *ACFN*, *supra* note 1 au para 217.

²⁸ *Ibid* aux paras 225, 229–231; *Election Act*, RSA 2000, c E-1, art 2(2); *Anglin c Resler*, 2020 ABCA 184 au para 30.

²⁹ *Clyde River (Hameau) c Petroleum Geo-Services Inc*, 2017 CSC 40 au para 28 [*Clyde River*].

³⁰ *Ibid* au para 29, cité dans *ACFN*, *supra* note 1 au para 233.

³¹ *ACFN*, *supra* note 1 au para 234.

à un lien causal direct entre la décision du DGE et les droits issus de traités, en raisonnant que toute la raison d'être de la séquence enclenchée par cette décision est de soumettre à l'électorat une question contraignante sur la sécession, et qu'une exigence de mettre en œuvre la sécession sans participation préalable des Premières Nations toucherait de toute évidence les droits issus de traités.³²

Deux aspects de cette analyse devraient donner à réfléchir aux avocats du secteur de la réglementation de l'énergie, même hors du contexte de la sécession. Premièrement, la décision applique la formule de la « décision stratégique prise en haut lieu » tirée de *Rio Tinto* à une étape précoce, administrative et formellement non discrétionnaire d'un processus réglementaire plus long.³³ Deuxièmement, la décision confirme que l'indépendance institutionnelle par rapport au Cabinet — la branche exécutive du gouvernement —, caractéristique que partagent les organismes albertains de réglementation de l'énergie et des services publics, ne soustrait pas un décideur à « la Couronne » aux fins de l'obligation de consulter. Ce qui compte, c'est de savoir si le décideur est le véhicule par lequel la Couronne produit un résultat juridiquement conséquent, et non de savoir si un ministre dirige ses activités quotidiennes.³⁴ Ensemble, ces principes offrent aux avocats du secteur de l'énergie une autorité albertaine récente sur le moment où naissent les obligations de consultation dans les processus d'approbation réglementaire à étapes multiples.

LÉGIFÉRER AUTOUR DU CONTENTIEUX

Un fil conducteur de la décision de la juge Leonard dans *ACFN*, pertinent pour la pratique du droit de l'énergie, est l'affirmation ferme qu'une loi ne peut valablement se substituer à une décision judiciaire en instance. Le projet de loi 14, modifiant les termes de la *CIA*, a été déposé la veille de la conclusion des plaidoiries

dans *Sylvestre*. Les propres avocats de l'Alberta avaient indiqué à la Cour, dans une lettre datée du 4 décembre 2025, que « dès que cette loi prendra légalement effet, la présente action sera abandonnée » [traduction].³⁵ La Cour, dans *Sylvestre*, a refusé de considérer la modification en instance comme prédéterminant ses conclusions dans l'affaire, statuant en définitive que légiférer pour mettre fin à une affaire déjà entièrement plaidée serait « l'antithèse de la société stable, prévisible et ordonnée que la primauté du droit envisage et que la démocratie exige » [traduction].³⁶

S'appuyant sur les conclusions de la Cour dans *Sylvestre*, *ACFN* a poursuivi la réflexion sur la séparation entre législation et contentieux. La juge Leonard n'a pas retenu l'approbation, par le DGE, de la *seconde proposition* sur la foi de ses dispositions transitoires, à la suite de l'imposition du projet de loi 14.³⁷ La juge Leonard a conclu que la volonté du DGE d'accepter la *seconde proposition*, identique dans son libellé à la *première proposition*, ne pouvait se concilier avec une décision raisonnable. En définitive, une proposition rejetée trois jours avant l'entrée en vigueur des modifications n'était pas, à la lecture ordinaire, encore « en instance » [traduction] au sens du par 71.1(1), et rien au dossier ne laissait voir une intention de la faire revivre rétroactivement.³⁸ La juge Leonard a estimé que, quelles qu'aient été les intentions de l'Assemblée législative en proposant le projet de loi 14 et en réduisant les garde-fous constitutionnels nécessaires dans la *CIA*, les conséquences juridiques de la décision du DGE approuvant le libellé de la *seconde proposition* demeuraient une question vivante.

Les praticiens du droit de l'énergie devraient garder cet élément particulier d'*ACFN* à l'esprit. *ACFN* est une illustration utile et récente de la mesure dans laquelle les tribunaux albertains laisseront — ou non — de telles ripostes législatives produire leurs effets. Le pouvoir de l'Assemblée législative de modifier la loi pour l'avenir, même en réponse directe à un litige

³² *Ibid* aux para 237–38.

³³ *Rio Tinto*, *supra* note 26 au para 44, analysé dans *ACFN*, *supra* note 1 aux para 223–24.

³⁴ *Clyde River*, *supra* note 29 au para 29.

³⁵ *Sylvestre*, *supra* note 9 au para 250, tel que cité dans *ACFN*, *supra* note 1 au para 123.

³⁶ *Sylvestre*, *supra* note 9 au para 252, tel que cité dans *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 20.

³⁷ *ACFN*, *supra* note 1 au para 94.

³⁸ *Ibid* aux paras 108–16, 151.

qu'elle est en train de perdre, ne fait aucun doute.³⁹ Ce à quoi la Cour résistera, suivant cette autorité, c'est toute tentative d'utiliser ce pouvoir pour effacer rétroactivement une conséquence juridique précise et déjà cristallisée.

MÊME VÉHICULE, RÉSULTATS DIFFÉRENTS

Il vaut la peine de s'arrêter au fait que ces deux demandes, fondées essentiellement sur les mêmes droits issus de traités et le même régime légal, ont produit des résultats opposés. L'ACFN et les nations pieds-noires ont eu gain de cause. La décision du DGE a été annulée pour trois motifs indépendants, et le processus de pétition d'initiative est maintenant suspendu dans l'attente d'une nouvelle décision qui traite adéquatement des dispositions transitoires, de *Sylvestre* et de l'obligation de consulter.⁴⁰ La SLCN, bien qu'ayant convaincu la Cour qu'elle avait soulevé des questions sérieuses, et malgré une prépondérance des inconvénients que la Cour a jugée favorable à une injonction, s'est vu refuser réparation parce qu'elle ne pouvait établir de préjudice irréparable.⁴¹

L'explication tient à la posture procédurale plus qu'au fond, que la Cour a considéré comme essentiellement le même dans les deux instances. Le contrôle judiciaire vise une décision déjà rendue, sur un dossier largement complet, et demande si elle était raisonnable ou correcte selon le cadre d'analyse de l'arrêt *Vavilov*.⁴² Lorsque l'erreur est au cœur du résultat, l'annulation suit sans qu'il soit besoin de prouver un préjudice à venir. L'injonction interlocutoire est différente. Elle demande à un tribunal d'intervenir avant qu'un dossier complet existe et avant que le fond soit instruit, et le critère à trois volets de *RJR-MacDonald Inc c Canada (Procureur général)*⁴³ existe précisément pour prémunir contre ce type

d'intervention précoce. Le préjudice irréparable est rarement une formalité. Il a été le volet déterminant pour la SLCN.

La leçon n'est pas que le contrôle judiciaire l'emporte toujours. L'annulation ne vise jamais que la décision annulée, et *ACFN* a refusé d'aborder la constitutionnalité des dispositions contestées dès lors que l'annulation était possible pour des motifs plus étroits,⁴⁴ laissant le projet de loi 14 à la disposition de l'Assemblée législative, qui pourra y revenir — comme le laisse déjà entrevoir le projet de loi 23, déposé pendant l'audience même de *Sturgeon Lake*.⁴⁵ Le message n'est pas non plus que les mesures interlocutoires ne valent pas la peine d'être demandées. Les conclusions sur la prépondérance des inconvénients, et l'avis de la Cour selon lequel la revendication de la SLCN est solide,⁴⁶ pourraient peser lourd au procès. La véritable leçon est plus étroite. Là où une décision susceptible de contrôle existe et que l'objectif est de l'arrêter, le contrôle judiciaire est la voie la plus directe. Là où il n'en existe pas, ou lorsque l'objection réelle vise un régime législatif entier, l'injonction peut être le seul outil disponible, mais les avocats devraient constituer le dossier du préjudice irréparable dès le départ, et non après coup.

LES INCIDENCES POUR LA SUITE

Trois points pratiques s'imposent aux avocats du secteur de l'énergie qui suivent ce dossier. Premièrement, ni l'une ni l'autre décision ne règle la question de fond de savoir si, ou comment, l'Alberta pourrait un jour légalement soumettre à référendum une question contraignante sur la sécession. *ACFN* a annulé une seule décision pour des motifs d'interprétation législative et d'obligation de consulter, sans aborder la constitutionnalité de la *CIA modifiée*;⁴⁷ l'action sous-jacente de la

³⁹ *Alberta c Kingsway General Insurance Company*, 2005 ABQB 662 au para 149, analysé dans *ACFN*, *supra* note 1 aux paras 130–131.

⁴⁰ *ACFN*, *supra* note 1 aux paras 244–46.

⁴¹ *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 aux paras 176–180.

⁴² *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65 aux paras 16–17, 99–101 [*Vavilov*], appliqué dans *ACFN*, *supra* note 1 aux paras 86–93.

⁴³ *RJR-MacDonald Inc c Canada (Procureur général)*, [1994] 1 RCS 311 aux pp 332–33 [*RJR-MacDonald*].

⁴⁴ *ACFN*, *supra* note 1 aux paras 242–43, 246.

⁴⁵ PL 23, *Justice Statutes Amendment Act*, 2026, 2^e sess, 31^e lég, Alberta, 2026, mentionné dans *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 153.

⁴⁶ *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 au para 142.

⁴⁷ *ACFN*, *supra* note 1 aux paras 242–43, 246.

SLCN, qui allègue la violation des traités et de l'obligation de mise en œuvre diligente, reste à instruire au fond.⁴⁸ L'Assemblée législative avait déjà déposé de nouvelles modifications à la *CIA*, le projet de loi 23, avant la fin de l'audience de *Sturgeon Lake*,⁴⁹ ce qui confirme qu'il s'agit d'une cible législative mouvante plutôt que d'un régime établi. Les clients du secteur de l'énergie ayant des capitaux à long terme engagés en Alberta devraient traiter le dossier séparatiste comme un contentieux qui se poursuit, et non comme un dossier clos, et les avocats qui conseillent sur le risque politique et réglementaire devraient s'attendre à de nouvelles rondes de modifications législatives, à de nouvelles demandes de contrôle judiciaire chaque fois que le DGE donnera suite à une proposition ressuscitée, et fort possiblement à un examen en appel des deux décisions analysées ici.

Deuxièmement, et de façon plus durablement utile quelle que soit l'issue de la question de la sécession, *ACFN*, en étendant le raisonnement de *Clyde River* sur la conduite de la Couronne à un haut fonctionnaire indépendant de l'Assemblée législative, constitue une autorité que les avocats du secteur de l'énergie devraient garder en dossier. Le paysage réglementaire albertain de l'énergie compte plusieurs organismes structurellement indépendants du Cabinet, à peu près de la même manière que le DGE, et qui prennent des décisions précoces, formellement non discrétionnaires, mais qui mettent néanmoins en marche des séquences légales obligatoires. *ACFN* appuie la proposition selon laquelle de telles décisions peuvent constituer une conduite de la Couronne aux fins de l'obligation de consulter malgré cette indépendance, dès lors que le décideur peut équitablement être décrit comme le véhicule par lequel un résultat prescrit par la loi est mis en marche. Tout organisme de réglementation — ou toute partie réglementée — qui tiendrait pour acquis que le statut d'indépendance écarte tout argument fondé sur l'obligation de consulter à une étape précoce d'approbation devrait revoir cette prémisse à la lumière de cette décision.

Troisièmement, malgré toute l'incertitude que la campagne sécessionniste a engendrée,

les deux décisions offrent aux juristes de l'énergie — et, par extension, à leurs clients, prêteurs et assureurs — une certaine assurance quant à la solidité juridique du socle des traités sous l'économie énergétique albertaine. Deux demandes plaidées indépendamment, tranchées par l'application de principes ordinaires de droit administratif et d'équité plutôt que par une quelconque doctrine propre à la sécession, ont chacune conclu que les traités numérotés imposent des contraintes réelles, dont les tribunaux peuvent forcer le respect, à toute tentative de restructurer le rapport constitutionnel de l'Alberta avec le Canada, et que ces contraintes ne peuvent être contournées par voie législative, reportées après le référendum comme une réflexion accessoire, ni satisfaites par la seule assurance ministérielle.⁵⁰ Quelle que soit l'opinion que l'on se fait du séparatisme albertain comme projet politique, c'est là une conclusion sur laquelle les avocats du secteur de l'énergie, et l'industrie plus largement, peuvent raisonnablement s'appuyer : les relations issues des traités qui sous-tendent déjà les cadres de consultation, les ententes sur les répercussions et les avantages et les approbations réglementaires dans l'ensemble de l'assise de ressources de la province ne sont pas des artéfacts qu'une majorité référendaire peut simplement faire disparaître par son vote.

CONCLUSION

ACFN et *Sturgeon Lake* parviennent à des résultats différents sur des demandes différentes, mais racontent une histoire doctrinale cohérente quant au rapport juridique entre l'obligation de consulter et une éventuelle séparation de l'Alberta. En définitive, les décisions ont démontré que l'obligation de consulter naît plus tôt dans la mécanique sécessionniste albertaine que le gouvernement ne le présupposait, et qu'une telle obligation ne se délègue pas valablement au DGE. Les tribunaux ont en outre précisé que légiférer sur le degré d'examen requis pour une telle pétition n'écarte pas les limites réelles que la primauté du droit impose à la capacité de l'Assemblée législative de remonter dans le temps pour effacer les conséquences juridiques de décisions qui lui déplaisent. Rien de tout cela ne repose sur une quelconque théorie particulière du

⁴⁸ *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 aux paras 2, 177–79.

⁴⁹ *Ibid* au para 153.

⁵⁰ *ACFN*, *supra* note 1 aux paras 164, 239–41; *Sturgeon Lake*, *supra* note 2 aux paras 91, 108, 112.

droit de la sécession; chaque principe est tiré du mobilier ordinaire du droit administratif et du droit des relations Couronne-Autochtones que les juristes de l'énergie apportent déjà dans chaque dossier de consultation, chaque audience réglementaire et chaque négociation d'ententes sur les répercussions et les avantages dans la province.

La question référendaire à l'origine des deux décisions atteindra peut-être — ou peut-être jamais — les électeurs albertains. Mais si elle parvient un jour à un vote officiel, les décisions *ACFN* et *Sturgeon Lake* garantissent que les droits issus de traités devront explicitement être pris en considération. ■

LA LOI EST CONSTITUTIONNELLE, MAIS SON APPLICATION POURRAIT NE PAS L'ÊTRE

Gerard J. Kennedy*

La *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*¹ (LTPGES), dont la constitutionnalité a été confirmée par une majorité de la Cour suprême², a élargi la compétence fédérale malgré la résistance de la plupart des provinces. La *Loi sur l'évaluation d'impact*³ (LEI) révisée et la nouvelle *Loi visant à bâtir le Canada*⁴ ont soulevé des préoccupations semblables. Toutefois, même si ces lois sont jugées constitutionnelles, il faut se rappeler que, tout comme dans le cas de la LTPGES, certains exercices du pouvoir discrétionnaire conféré par ces lois pourraient fort bien être déclarés *ultra vires* au motif qu'ils débordent le champ légitime de l'autorité fédérale. À titre d'illustration, le gouvernement fédéral ne saurait vraisemblablement justifier la réglementation de la construction d'un quartier résidentiel donné en vertu de la *Loi visant à bâtir le Canada*, même si ce projet était déclaré d'« intérêt national ».

Le présent article examine comment se manifeste concrètement le phénomène par lequel une loi est constitutionnelle alors que certaines de ses applications ne le sont pas. Premièrement, il sera question du volet de

l'intérêt national (*national concern*) de la compétence relative à la « paix, à l'ordre et au bon gouvernement ». Deuxièmement, seront examinés les arrêts qui interprètent la notion législative d'« intérêt national » (*national interest*). Troisièmement, on rappellera que tout exercice du pouvoir discrétionnaire fondé sur ces lois, ou sur des lois semblables, peut être contesté comme étant inconstitutionnel, même lorsque la loi elle-même demeure constitutionnelle. Bien que cette question se pose par excellence dans le contexte de la Charte, elle vaut tout autant pour le partage des compétences.

1. L'INTÉRÊT NATIONAL

L'article 91 de la *Loi constitutionnelle de 1867* confère au Parlement fédéral le pouvoir de faire des lois pour la « paix, l'ordre et le bon gouvernement » (POBG) du Canada. Existe-t-il une seule loi adoptée par le Parlement qui ne vise pas la « paix, l'ordre et le bon gouvernement » du Canada? Il faut espérer que non. Pour éviter que ce pouvoir général ne supplante entièrement les compétences provinciales, des balises doctrinales ont dû

* Professeur agrégé et vice-doyen aux études supérieures, Faculté de droit, Université de l'Alberta. Le présent article s'inspire d'une présentation donnée dans le cadre du Forum sur le droit de l'énergie 2026 de l'ERQ, le 5 mai 2026. L'auteur remercie les participants pour les commentaires formulés lors de cette conférence, ainsi que Gabriela Holko pour son aide à la recherche, généreusement financée par la bourse Roger S Smith de l'Université de l'Alberta.

¹ *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, LC 2018, c 12, art 186 [LTPGES].

² Renvois relatifs à la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, 2021 CSC 11 [Renvois relatifs à la LTPGES].

³ *Loi sur l'évaluation d'impact*, LC 2019, c 28, art 1.

⁴ *Loi visant à bâtir le Canada*, LC 2025, c 2, art 4.

l'encadrer⁵. La jurisprudence a ainsi dégagé deux « volets » permettant de déterminer les cas où le recours à ce pouvoir de « POBG » est approprié :

- a. le volet de l'urgence⁶
- b. le volet de l'intérêt national

Des arrêts comme *R c Crown Zellerbach Canada Ltd*⁷ et les *Renvois relatifs à la LTPGES*⁸ portent sur ce second volet, qui fait l'objet du présent article. Pour déterminer si une loi donnée relève de ce pouvoir, le tribunal doit d'abord qualifier la loi, puis la classer. Il importe de bien distinguer ces deux étapes. La qualification permet de cerner la matière sur laquelle porte la loi. Celle-ci peut ensuite être classée en fonction des éléments suivants :

1. la question de savoir si la loi porte sur une matière fondamentale d'importance nationale⁹
2. la matière doit présenter une « unicité, une particularité et une indivisibilité » qui la distingue qualitativement des matières d'intérêt provincial¹⁰
3. il doit y avoir incapacité provinciale de réglementer le domaine, la loi devant être d'une nature telle que les provinces seraient incapables de l'adopter, et l'omission d'une seule province d'agir compromettrait le régime national tout en entraînant de graves conséquences extraprovinciales¹¹

Une dernière évaluation doit en outre confirmer que l'effet de la matière sur la compétence provinciale demeure compatible avec le partage

fondamental des pouvoirs législatifs effectué par la Constitution¹².

Parmi les affaires où ce pouvoir a été reconnu, mentionnons *Johannesson c Municipality of West St Paul*¹³, *Munro c Commission de la capitale nationale*¹⁴ et *Ontario Hydro c Ontario (Commission des relations de travail)*¹⁵. Dans ces affaires, la Cour suprême a jugé que le gouvernement fédéral possède une compétence exclusive sur l'aéronautique, sur l'établissement et la gestion de la région de la capitale nationale (une zone délimitée regroupant le siège du gouvernement fédéral et ses environs), ainsi que sur la production, l'utilisation et l'application de l'énergie atomique. Ce pouvoir n'a toutefois pas été reconnu dans le *Renvoi relatif à la Loi anti-inflation*¹⁶ ni dans le *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*¹⁷. Dans la première affaire, une majorité divisée de la Cour suprême a estimé que l'endiguement et la réduction de l'inflation manquaient de spécificité pour relever de l'intérêt national. Dans la seconde, la Cour a jugé que les effets environnementaux interprovinciaux (c'est-à-dire l'évaluation et la réglementation des projets désignés en vue de réduire au minimum les effets négatifs potentiels, ainsi que l'encadrement de la manière dont les autorités fédérales évaluent les effets négatifs importants susceptibles de découler des projets fédéraux) revêtaient un caractère trop général pour relever de l'intérêt national.

2. L'INTÉRÊT NATIONAL

Contrairement à l'« intérêt national » au sens constitutionnel, l'« intérêt national » au sens législatif n'est pas une notion définie par la Constitution. On retrouve plutôt cette expression dans diverses lois. Certaines de

⁵ Peter Hogg et Wade Wright, *Constitutional Law of Canada*, 5^e éd, Toronto, Thomson Reuters Canada, 2020, s 17:1.

⁶ *Renvoi relatif à la Loi anti-inflation*, 1976 CanLII 16 (CSC) [*Renvoi relatif à la Loi anti-inflation*].

⁷ *R c Crown Zellerbach Canada Ltd*, 1988 CanLII 63 (CSC) [*Crown Zellerbach*].

⁸ *Renvois relatifs à la LTPGES*, *supra* note 2.

⁹ *Ibid* au para 142.

¹⁰ *Ibid* au para 145, citant *Crown Zellerbach*, *supra* note 7 à la p 432.

¹¹ *Renvois relatifs à la LTPGES*, *supra* note 2 au para 160, citant *Crown Zellerbach*, *supra* note 7 à la p 432.

¹² *Renvois relatifs à la LTPGES*, *supra* note 2 au para 165.

¹³ *Johannesson c Municipality of West St Paul*, 1951 CanLII 55 (CSC).

¹⁴ *Munro c Commission de la capitale nationale*, 1966 CanLII 74 (CSC).

¹⁵ *Ontario Hydro c Ontario (Commission des relations de travail)*, 1993 CanLII 72 (CSC).

¹⁶ *Renvoi relatif à la Loi anti-inflation*, *supra* note 6.

¹⁷ *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*, 2023 CSC 23 [*Renvoi relatif à la LEI*].

ces lois portent sur des matières qui relèvent clairement de la compétence fédérale, et la notion d'« intérêt national » est alors employée dans la loi qui en assure la mise en œuvre. L'exemple le plus clair à cet égard est peut-être celui de l'immigration.¹⁸ À d'autres occasions, toutefois, l'« intérêt national » peut constituer le fondement sur lequel le gouvernement fédéral revendique compétence en vertu du pouvoir de paix, ordre et bon gouvernement (POBG). La *Loi visant à bâtir le Canada* en est peut-être l'exemple le plus clair, bien qu'elle puisse aussi, sans doute, relever des pouvoirs fédéraux relatifs à la réglementation du trafic et du commerce ainsi qu'à la navigation et aux bâtiments ou navires.

La notion d'« intérêt national » devra être interprétée dans le contexte de chaque loi où elle figure, conformément aux principes d'interprétation législative¹⁹. Si l'emploi de cette notion d'une loi à l'autre peut révéler une certaine communauté de sens²⁰, une loi traitant de l'« intérêt national » en matière de chemins de fer²¹ aura fort probablement un sens différent de celui d'une loi portant sur l'« intérêt national » en matière de sécurité nationale²². Dans *Ottawa Police Services c Diafwila*²³, le juge Miller a souligné que l'interprétation de cette notion est vraisemblablement fort tributaire du contexte. En même temps, un certain seuil, analogue sinon identique au « seuil » retenu dans la jurisprudence constitutionnelle relative à l'intérêt national, sera vraisemblablement présent.

3. LES LOIS PEUVENT ÊTRE CONSTITUTIONNELLES, MÊME SI LEUR APPLICATION NE L'EST PAS

Le gouvernement de l'Alberta a intenté une nouvelle contestation constitutionnelle visant la *Loi sur l'évaluation d'impact révisée*²⁴. Quelle que soit l'issue de cette affaire, il faut toutefois se rappeler que tout exercice du pouvoir discrétionnaire fondé sur la *LEI*, de même que tout exercice du pouvoir discrétionnaire fondé sur la *LTPGES* et sur la *Loi visant à bâtir le Canada*, doit lui aussi respecter le partage des compétences. En effet, le gouvernement fédéral ne peut accomplir indirectement, au moyen du pouvoir discrétionnaire administratif, ce qu'il ne peut accomplir directement par voie législative²⁵.

Cette observation, à savoir que l'exercice d'un pouvoir discrétionnaire administratif peut être inconstitutionnel même lorsque la loi habilitante est constitutionnelle, a été formulée dans divers contextes ces dernières années. Ceux-ci ont souvent porté sur la *Charte*. Par exemple, rien n'est inconstitutionnel dans un règlement d'un barreau imposant la civilité au sein de la profession juridique. Toutefois, dès lors que ce règlement porte atteinte à la liberté d'expression d'une personne, son application devient constitutionnellement suspecte²⁶.

La manière dont les tribunaux doivent contrôler les cas où le pouvoir discrétionnaire administratif croise la *Charte* suscite une immense controverse en droit administratif depuis quelques années, en raison du cadre d'analyse établi dans *Doré*²⁷, dont le

¹⁸ *Loi sur l'immigration et la protection des réfugiés*, LC 2001, c 27, art 42.1(1)-(2); voir p ex *Mason c Canada (Citoyenneté et Immigration)*, 2023 CSC 21 aux paras 88–89.

¹⁹ Voir p ex Philip Bryden et al, *Public Law: Cases, Commentary, and Analysis*, 5^e éd, Toronto, Emond Montgomery, 2025, ch 10.

²⁰ Voir p ex le lien entre la *Loi sur le Service canadien du renseignement de sécurité*, LRC 1985, c C-23, et la *Loi sur les mesures d'urgence*, LRC 1985, c 22 (4^e suppl), analysé dans *Canada (Procureur général) c Association canadienne des libertés civiles*, 2026 CAF 6.

²¹ Voir p ex *An Act respecting the Saint John and Quebec Railway*, SNB 1918, c 9, s 5.

²² Voir p ex *Agraira c Canada (Sécurité publique et Protection civile)*, 2013 CSC 36 [*Agraira*] aux paras 87–88.

²³ *Ottawa Police Services c Diafwila*, 2016 ONCA 627 [*Diafwila*], citant *Agraira*, *supra* note 22.

²⁴ *Renvoi relatif à la LEI*, *supra* note 17; *Reference re Impact Assessment Act (Canada)*, 2025 ABCA 75.

²⁵ *Baker c Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) (CA)*, 1996 CanLII 3884 (CAF) au para 20, modifié pour d'autres motifs par [1999] 2 RCS 817.

²⁶ *Doré c Barreau du Québec*, 2012 CSC 12.

²⁷ Voir la tension entre *Commission scolaire francophone des Territoires du Nord-Ouest c Territoires du Nord-Ouest (Éducation, Culture et Formation)*, 2023 CSC 31, et *York Region District School Board c Elementary Teachers' Federation of Ontario*, 2024 CSC 22, analysée notamment dans Gerard J Kennedy, « *Charter* Values and Canadian Administrative Law: A Doctrinal Journey » (Legal Education Society of Alberta, 2026) [*Kennedy*].

sort a été expressément laissé en suspens dans *Vavilov*²⁸. Dans *Commission scolaire francophone des Territoires du Nord-Ouest c Territoires du Nord-Ouest (Éducation, Culture et Formation)*²⁹, la Cour suprême a jugé que les décideurs administratifs doivent toujours tenir compte des « valeurs de la Charte », même lorsqu'aucun droit garanti par la Charte n'est en cause. Cependant, dans *York Region District School Board c Elementary Teachers' Federation of Ontario*³⁰, la Cour a jugé que la question de savoir si une décision administrative porte atteinte à un droit garanti par la Charte doit être contrôlée par les tribunaux selon la norme de la décision correcte, ce qui semble difficilement conciliable avec *Doré*. La meilleure façon, quoique imparfaite, de concilier ces arrêts paraît être la suivante :

- a. l'analyse de la question de savoir si une décision administrative donnée restreint un droit garanti par la Charte relève de la norme de la décision correcte et de l'analyse constitutionnelle orthodoxe;
- b. l'analyse de la question de savoir si cette restriction est justifiée de manière raisonnable au regard de l'article premier de la Charte commande le recours au cadre de l'arrêt *Doré* plutôt qu'à celui de l'arrêt *Oakes*; et
- c. les décideurs administratifs ont une obligation autonome de tenir compte des « valeurs de la Charte », et le manquement à cette obligation risque de rendre leurs décisions déraisonnables³¹.

Sur le plan du fédéralisme, on trouve de même des affaires où les tribunaux jugent qu'une décision administrative et la loi qui la fonde sont soit *intra vires* (p ex *Gateway Bible Baptist*

*Church et al c Manitoba et al*³²), soit *ultra vires* (p ex *Director (EAP) c Alberta (Provincial Court)*³³). Dans *Gateway Bible Baptist Church*, les ordonnances de santé publique contestées, prises en réponse à la COVID-19, pouvaient produire leurs effets en vertu de la *Loi sur la santé publique*³⁴ provinciale, car elles n'entraient pas en conflit avec le *Code criminel*³⁵ et n'en contrecarraient pas l'objet. Dans *Director (EAP)*, en revanche, l'ordonnance de médiation d'une juge de la Cour provinciale était *ultra vires*, puisque ni la *Provincial Court Act* ni les *Alberta Rules of Court* ne lui conféraient de compétence inhérente. Seules les cours supérieures possèdent une compétence inhérente, et la Cour provinciale n'a acquis pareille compétence d'aucune manière. Conclure autrement reviendrait à accroître la capacité du gouvernement provincial de créer une cour supérieure, ce qui contreviendrait au partage des compétences. Il en va ainsi même si la création de la Cour provinciale, en tant que telle, est manifestement constitutionnelle.

L'affaire *Treaty 8 Tribal Association c Barley*³⁶ est particulièrement pertinente, car la loi y était *intra vires*, mais non l'exercice du pouvoir discrétionnaire administratif. Il s'agissait d'une demande de contrôle judiciaire visant la décision d'un arbitre fédéral selon laquelle l'association demanderesse constituait une entreprise fédérale aux fins de l'application du *Code canadien du travail*³⁷ dans le cadre d'un congédiement prétendument injuste. La juge Tremblay-Lamer a annulé la décision de l'arbitre, concluant que la demanderesse était une entité provinciale et que le Code ne s'appliquait pas à la plainte de l'intimé. Elle a souligné que la norme de contrôle doit être celle de la décision correcte pour les questions constitutionnelles touchant le partage des compétences. En l'espèce, les activités de la

²⁸ *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65 [Vavilov] au para 57.

²⁹ *Commission scolaire francophone des Territoires du Nord-Ouest c Territoires du Nord-Ouest (Éducation, Culture et Formation)*, 2023 CSC 31.

³⁰ *York Region District School Board c Elementary Teachers' Federation of Ontario*, 2024 CSC 22.

³¹ Kennedy, *supra* note 27.

³² *Gateway Bible Baptist Church et al c Manitoba et al*, 2021 MBQB 219, conf par 2023 MBQA 56, autorisation de pourvoi refusée, 2024 CanLII 20245 (CSC).

³³ *Director (EAP) c Alberta (Provincial Court)*, 2017 ABQB 3.

³⁴ *Loi sur la santé publique*, CPLM c P210.

³⁵ *Code criminel*, LRC 1985, c C-46.

³⁶ *Treaty 8 Tribal Association c Barley*, 2016 CF 1090 [Treaty 8 Tribal Association].

³⁷ *Code canadien du travail*, LRC 1985, c L-2.

demanderesse, soit la prestation de services et de conseils, la facilitation de projets économiques et la coordination de négociations pour le compte de Premières Nations, ne relevaient pas du contenu essentiel du paragraphe 91(24) de la *Loi constitutionnelle de 1867*, qui vise « [l]es Indiens et les terres réservées pour les Indiens ». Bien que le *Code canadien du travail* soit constitutionnel, il ne pouvait s'appliquer aux questions soulevées par la demande. L'arbitre aurait décliné la compétence fédérale si elle avait appliqué le bon critère.

Comme le soulignent *Vavilov*, *Dunsmuir c Nouveau-Brunswick* et *Treaty 8 Tribal Association*, aucune déférence n'est due à l'égard de la conclusion selon laquelle une décision administrative donnée contrevient au partage des compétences³⁸. En effet, un ordre de gouvernement ne peut accomplir indirectement, par voie administrative, ce qu'il ne peut accomplir directement par voie législative. Il en va différemment des litiges portant sur la conformité des décisions administratives à la *Charte*. Dans le contexte de la *Charte*, une « limite raisonnable » apportée à un droit garanti par la *Charte* dépend du contexte, de sorte qu'une certaine déférence envers le décideur administratif se justifie dans une certaine mesure³⁹.

Comment savoir si un exercice donné du pouvoir discrétionnaire administratif fondé sur la *LTPGES*, la *Loi visant à bâtir le Canada* ou la *LEI* respecte le partage des compétences? Cette question devra manifestement être approfondie ultérieurement. Il demeure toutefois fort improbable que des décisions individuelles en matière de logement satisfassent aux exigences constitutionnelles, celles-ci se rattachant par excellence à la propriété et aux droits civils sans franchir de façon manifeste les frontières provinciales. Les caractéristiques dégagées par la jurisprudence relative au POBG constituent vraisemblablement des indices utiles pour établir qu'un exercice donné du pouvoir discrétionnaire administratif est conforme à la Constitution. Cependant, comme l'a souligné le juge Miller dans *Diafiwila*⁴⁰, les notions ne sont pas synonymes et il ne faut pas s'attendre à un chevauchement parfait.

CONCLUSION

Il règne une incertitude économique et une incertitude sur le plan des investissements quant à la portée de la *Loi visant à bâtir le Canada* et de la *LEI*. Or, même en tenant pour acquis que ces deux lois sont constitutionnelles, il est clair que leurs applications particulières doivent elles aussi être *intra vires* de la compétence fédérale. Le juge Rowe a déjà relevé qu'il s'agit d'une exigence applicable à la *LTPGES* dans ses motifs dissidents des *Renvois relatifs à la LTPGES*. Le juge en chef Wagner, au nom de la majorité, a répondu que « la prémisse sous-tendant les remarques de mon collègue — les règlements pris conformément à une loi habilitante doivent être conformes au partage des compétences et contribuer à la réalisation de l'objet de la loi — ne prête pas à controverse »⁴¹. Autrement dit, les principes fondamentaux du droit administratif et du droit constitutionnel demeurent en place pour prévenir les excès de compétence fédérale dans ces domaines. ■

³⁸ *Dunsmuir c Nouveau-Brunswick*, 2008 CSC 9 au para 58; *Vavilov*, *supra* note 28 au para 55.

³⁹ Kennedy, *supra* note 27.

⁴⁰ *Diafiwila*, *supra* note 23 au para 56.

⁴¹ *Supra* note 2 au para 220.

ENBRIDGE V NESSEL : LES PIÈGES DU SYSTÈME JUDICIAIRE AMÉRICAIN

Moin A. Yahya*

I. INTRODUCTION

Une des plus importantes sociétés pétrolières et gazières du Canada, Enbridge Inc., se trouve empêtrée depuis plus d'une décennie dans un différend avec l'État du Michigan. Le plus récent épisode de cet enchevêtrement a abouti devant la Cour suprême des États-Unis, laquelle a rendu sa décision dans l'affaire *Enbridge Energy, LP v Nessel*.¹ La Cour suprême a donné raison à l'État dans son différend contre Enbridge,² non pas sur le fond du différend sous-jacent, mais plutôt sur une question procédurale très technique dont souffre le système judiciaire américain. Cet article vise à fournir au lecteur un aperçu général de l'affaire *Enbridge* ainsi qu'un aperçu général de la façon dont les systèmes judiciaires fédéral et étatiques américains interagissent entre eux.

Enbridge et l'État du Michigan entretiennent une relation tendue. En 2010, un pipeline exploité par Enbridge, la canalisation 6B, s'est rompu, déversant des milliers de barils de pétrole. Le nettoyage a duré des années et son impact sur la politique de l'État perdure encore. Enbridge possède un autre pipeline, la canalisation 5, qui s'étend sur 645 milles (environ 1 040 km) « du nord-ouest du

Wisconsin, à travers le Michigan, jusqu'au Canada » [traduction].³ Le pipeline achemine « des produits pétroliers vers des raffineries à travers le Midwest américain, l'Ontario et le Québec » [traduction].⁴ « Entre les péninsules supérieure et inférieure du Michigan, un tronçon de 4 milles de la canalisation 5 traverse le détroit de Mackinac en vertu d'une servitude de 1953 accordée au prédécesseur d'Enbridge par l'État du Michigan » [traduction].⁵

En juin 2019, la procureure générale du Michigan a intenté une poursuite contre Enbridge, alléguant que la servitude de 1953 n'était plus valide compte tenu du risque de déversements de pétrole provenant du pipeline. La poursuite a été intentée devant un tribunal d'État du Michigan. Un an plus tard, en novembre 2020, la gouverneure du Michigan a prétendu révoquer la servitude de 1953 et a intenté une poursuite contre Enbridge afin de faire exécuter cette révocation. Cette poursuite était de nature similaire à la poursuite antérieure de la procureure générale et a également été déposée devant un tribunal d'État du Michigan. C'est à ce stade qu'un lecteur canadien pourrait perdre le fil, d'où la nécessité d'une introduction de base au système judiciaire américain. C'est le sujet de la section suivante.

* Moin Yahya est professeur de droit à l'Université de l'Alberta et l'un des corédacteurs en chef de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*. Il est membre du barreau de l'Alberta et des Territoires du Nord-Ouest, et membre associé du barreau de l'État de Virginie.

¹ *Enbridge Energy, LP v Nessel*, 608 U.S. ____ (2026), en ligne (pdf) : <supremecourt.gov/opinions/25pdf/24-783_bqm2.pdf>.

² Le différend oppose Enbridge Energy, LP, Enbridge Energy Co., Inc. et Enbridge Energy Partners, L.P., toutes des filiales américaines de la société canadienne Enbridge Inc. Par souci de simplicité, et à l'instar de la Cour suprême des États-Unis, elles seront toutes désignées collectivement sous le nom d'Enbridge.

³ *Enbridge*, *supra* note 1 à la p 7.

⁴ *Ibid.*

⁵ *Ibid.*

II. LE SYSTÈME JUDICIAIRE ÉTATIQUE ET FÉDÉRAL AMÉRICAIN

Au Canada, chaque province dispose d'un ensemble de tribunaux de première instance et d'appel. Habituellement, chaque province possède deux catégories de tribunaux de première instance, l'une tranchant les différends portant sur des sommes moindres et l'autre traitant des différends plus importants, plus complexes et de plus grande valeur pécuniaire. Chaque province possède également sa propre cour d'appel, dont les décisions peuvent faire l'objet d'un pourvoi devant la Cour suprême du Canada. Généralement, la plupart des différends, y compris ceux opposant des particuliers entre eux ainsi que ceux opposant des particuliers à un gouvernement provincial ou fédéral, peuvent être portés devant ces tribunaux provinciaux de première instance. De plus, il existe un système de cours fédérales qui entend les appels ou les demandes de contrôle judiciaire des organismes administratifs fédéraux, ainsi que les affaires relevant de domaines considérés comme intrinsèquement fédéraux, tels que les brevets, les droits d'auteur, les marques de commerce, l'immigration et les affaires autochtones. Certains de ces différends peuvent être portés soit devant la cour fédérale, soit devant les tribunaux provinciaux, tandis que d'autres ne peuvent être portés que devant l'un ou l'autre exclusivement. Les avocats canadiens ont peu de difficulté à déterminer devant quel tribunal déposer leurs recours, et les avocats consacrent peu de temps à essayer de déterminer devant quel tribunal intenter leurs recours.

En revanche, le système judiciaire des États-Unis est un peu plus complexe. Chaque État possède son propre système judiciaire étatique comprenant l'éventail habituel de tribunaux, des tribunaux de première instance aux cours d'appel intermédiaires, jusqu'à la cour suprême de l'État. Ces tribunaux sont considérés comme des tribunaux de compétence générale et peuvent, en théorie, entendre presque tous les types d'affaires, que le droit à trancher soit de nature étatique ou fédérale. Il existe ensuite un système de cours fédérales. Ces tribunaux comprennent les tribunaux

fédéraux de première instance, appelés cours de district fédérales, et les cours d'appel, appelées cours fédérales de circuit. La Cour suprême des États-Unis est la plus haute instance du système fédéral, mais c'est également devant elle que peuvent être portés les appels du système étatique lorsque la question à trancher est de nature fédérale.

Là où les choses deviennent intéressantes, c'est dans l'interaction suivante entre les tribunaux étatiques et fédéraux. Les cours fédérales peuvent entendre deux types d'affaires civiles.⁶ Le premier type concerne les affaires relevant du droit fédéral, connu sous le nom de compétence fondée sur une question fédérale. Une affaire fondée sur une loi fédérale, par exemple la loi antitrust *Sherman Act* ou la loi de 1964 dite *Civil Rights Act*, est généralement déposée par le demandeur devant une cour fédérale. Un autre type d'affaires pouvant être entendues par une cour fédérale est celui des affaires dites de « diversité de citoyenneté ». Il s'agit d'affaires fondées sur le droit étatique, mais où le demandeur et le défendeur proviennent de deux États différents. Par exemple, si le demandeur est un piéton de New York et le défendeur un conducteur de l'Illinois qui circulait à New York et a eu un accident avec le demandeur. La poursuite du demandeur, bien que fondée sur le droit de la responsabilité civile délictuelle de New York, pourrait être intentée devant une cour de district fédérale de l'État de New York. L'idée derrière le premier type d'affaires est que les cours fédérales possèdent une expertise en droit fédéral, et l'idée derrière le second type d'affaires est qu'un défendeur provenant d'un autre État pourrait craindre un traitement inéquitable devant le tribunal étatique du demandeur local (ou vice versa). Ainsi, faire entendre l'affaire devant la cour fédérale peut offrir un forum plus neutre pour trancher le litige.

La question la plus intéressante, cependant, est de savoir ce qui se produit lorsqu'un demandeur dépose une affaire relevant d'une question fédérale, ou une affaire où le défendeur provient d'un autre État, devant le tribunal étatique du demandeur plutôt que devant la cour fédérale ? La réponse est que le défendeur a la possibilité

⁶ Voir Federal Jurisdiction, « Civics Education Project: Courts of the Fifth Circuit », en ligne (pdf) : <www.lb5.uscourts.gov/CivicsEducation/FederalJudiciary/Federal%20Judiciary_Maps%20of%20Federal%20Circuits%20and%20District%20Courts.pdf>; Voir aussi Federal Judicial Center, « Jurisdiction of Federal Courts », en ligne (pdf) : <www.fjc.gov/history/work-courts/jurisdiction-federal-courts>.

de transférer l'affaire du tribunal étatique vers la cour de district fédérale appropriée, à condition que certaines conditions soient remplies. Ces conditions sont énoncées dans la législation figurant au chapitre 28 du Code des États-Unis, à l'article 1446, intitulé *Procedure for removal of civil actions*.⁷ L'article 1446(b) (1) précise clairement que « l'avis de transfert d'une action civile ou d'une instance doit être déposé dans les 30 jours suivant la réception par le défendeur [...] d'une copie de l'acte de procédure initial exposant [...] » [traduction]⁸.

La question posée dans l'affaire *Enbridge* était de savoir si, dans le cas où le défendeur aurait manqué le délai de 30 jours, la cour de district pouvait néanmoins entendre l'affaire en recourant à ce qu'on appelle la suspension équitable des délais (« equitable tolling »), soit la faculté d'un tribunal d'exercer son pouvoir discrétionnaire en équité pour suspendre le délai pour des motifs d'équité et de justice.⁹ La façon exacte dont cette question en est venue à constituer le cœur du différend entre *Enbridge* et l'État du Michigan est expliquée dans la section suivante.

III. LE DIFFÉREND ENTRE ENBRIDGE ET LE MICHIGAN

Comme mentionné plus haut, deux poursuites clés ont été intentées contre *Enbridge*, l'une par la gouverneure du Michigan et l'autre par la procureure générale de l'État. En juin 2019, la procureure générale du Michigan a poursuivi *Enbridge* devant un tribunal d'État du Michigan afin de faire fermer la canalisation 5, alléguant que la servitude était nulle et que les opérations contrevenaient au droit de l'État. *Enbridge* a plaidé devant le tribunal d'État pendant plus d'un an sans transférer l'affaire devant une cour fédérale, manquant ainsi le délai de transfert de 30 jours prévu au § 1446(b). Puis, en novembre 2020, la gouverneure du Michigan, Mme Whitmer, a révoqué séparément la servitude et a intenté sa propre poursuite similaire devant un tribunal d'État du Michigan. À ce stade, *Enbridge* et la procureure générale ont convenu de suspendre l'instance étatique en attendant l'issue de la poursuite de la gouverneure.

Contrairement à l'affaire de la procureure générale, *Enbridge* a cette fois transféré la poursuite de la gouverneure devant une cour de district fédérale des États-Unis, faisant valoir l'existence d'une compétence fondée sur une question fédérale, puisque les allégations de la gouverneure mettaient en cause un traité canado-américain de 1977 ainsi que les relations extérieures des États-Unis. La gouverneure s'est opposée au transfert de l'affaire devant la cour fédérale et a demandé le renvoi de l'affaire devant le tribunal étatique. La cour de district a refusé le renvoi, estimant qu'il existait une question fédérale devant être tranchée par la cour fédérale. La gouverneure a donc volontairement retiré sa poursuite. C'est à ce moment qu'*Enbridge* a décidé de transférer devant la cour fédérale l'affaire intentée contre elle par la procureure générale, et sans surprise, la procureure générale s'est opposée à cette démarche au motif que plus de 30 jours (887 jours) s'étaient écoulés depuis le dépôt de la poursuite. La cour de district ne s'est pas préoccupée de cet écoulement du temps, jugeant que les principes de la suspension équitable des délais lui permettaient d'assumer compétence sur l'affaire. La procureure générale a demandé l'autorisation d'interjeter un appel interlocutoire devant la Cour d'appel des États-Unis pour le sixième circuit, laquelle a jugé que la cour de district ne pouvait exercer la suspension équitable à l'égard du délai de 30 jours, puisque ce délai revêtait un caractère impératif. Cette décision contrastait avec d'autres décisions rendues par certaines autres cours d'appel fédérales. *Enbridge* a demandé l'autorisation de porter cette décision en appel devant la Cour suprême des États-Unis, laquelle a accordé cette autorisation.

Dans une décision brève mais technique, la Cour suprême a donné raison au sixième circuit. Autrement dit, la cour de district n'aurait pas pu accueillir la tentative d'*Enbridge* de transférer l'affaire hors du tribunal étatique après l'expiration du délai de 30 jours. Ainsi, l'affaire de la procureure générale contre *Enbridge* retourne maintenant devant un tribunal d'État du Michigan, près de six ans après son dépôt initial.

⁷ 28 USC § 1446.

⁸ *Ibid.*

⁹ Il s'agit d'une explication simplifiée. Des définitions plus techniques peuvent être trouvées dans le *Black's Law Dictionary* (11^e éd, Cengage 2019).

IV. ET MAINTENANT ?

Bien que le raisonnement de la Cour suprême puisse intéresser ceux qui s'intéressent aux règles fédérales de procédure civile des États-Unis, pour la plupart des avocats canadiens, ce raisonnement importe moins que le résultat lui-même. Les sociétés canadiennes qui se retrouvent aux prises avec des États ou des sociétés américaines à titre de parties à un litige devraient porter une attention particulière au délai requis pour le transfert, parmi d'autres délais. Enbridge devra désormais faire face à l'affaire devant un tribunal étatique. En passant, au moins une autre affaire contre Enbridge est actuellement pendante devant la Cour suprême du Michigan, de même que d'autres affaires pendantes contre elle à différents paliers judiciaires.¹⁰

La question qu'un avocat ou une société canadienne pourrait se poser est celle de savoir si le fait que l'affaire se déroule devant un tribunal étatique ou fédéral importe réellement. Il existe une perception selon laquelle les cours fédérales seraient plus neutres et plus équitables envers les défendeurs qui ne proviennent pas de l'État où se trouve le demandeur.¹¹ Ainsi, les défendeurs provenant d'un autre État préfèrent généralement que leur affaire soit entendue devant une cour fédérale plutôt que devant le tribunal étatique correspondant. Que cette perception soit fondée ou non fait l'objet d'un débat,¹² mais cette question a été soigneusement contournée lors des plaidoiries orales dans l'affaire *Enbridge*.¹³ Les sociétés canadiennes ne s'en sont pas toujours bien tirées par le passé devant les tribunaux étatiques américains,¹⁴ et le choix du for est un élément auquel les sociétés canadiennes devront accorder une attention accrue à l'avenir. Ainsi, des délais tels que celui de 30 jours pour le transfert d'un tribunal étatique vers une cour fédérale revêtent une importance particulière pour les sociétés canadiennes, notamment lorsqu'elles font ou pourraient faire l'objet d'une poursuite aux États-Unis. ■

¹⁰ University of Michigan School of Engineering, « Supreme Court's Michigan pipeline case is about Native rights and fossil fuels, not just technical legal procedure », en ligne : <seas.umich.edu/news/supreme-courts-michigan-pipeline-case-about-native-rights-and-fossil-fuels-not-just-technical>.

¹¹ Orie L. Phillips et A. Sherman Christenson, « The Historical and Legal Background of the Diversity Jurisdiction », 46 A.B.A. J. 959 (1960).

¹² Kevin M. Clermont et Theodore Eisenberg, « Xenophilia in American Courts » 109 Harv L Rev 1120 (1996).

¹³ Plaidoiries orales, *Enbridge Energy, LP v Nessel*, n° 24-783, en ligne : Oyez <oyez.org/cases/2025/24-783>.

¹⁴ Voir par ex Tomris Laffly, « The Rousing True Story Behind The Burial », *Time* (6 octobre 2023), en ligne : <time.com/6321067/the-burial-true-story>.

DÉMOCRATIE EN SURVEILLANCE : POST-MORTEM ET PROCHAINE FRONTIÈRE

Mark P. Mancini*

Il est rare qu'une affaire offre l'occasion de clarifier les fondements constitutionnels du droit du contrôle judiciaire, cette architecture omniprésente qui régit le contrôle des décisions en matière d'énergie. L'arrêt de la Cour suprême dans *Démocratie en surveillance* a offert cette occasion. À l'unanimité, la Cour (sous la plume du juge en chef Wagner) a conclu que les législatures ne peuvent écarter le contrôle judiciaire à l'égard des questions de fait ou de droit.¹ Cette conclusion est importante non seulement pour le secteur de l'énergie, mais pour la substance même du droit du contrôle judiciaire.

Je rappelle d'abord les faits, puis j'aborde trois questions : (1) la conclusion de la Cour selon laquelle les questions de fait doivent toujours demeurer ouvertes au contrôle des cours de justice; (2) sa conclusion portant que la norme de la décision raisonnable n'est pas constitutionnalisée; (3) les incidences pour le secteur de l'énergie.

Les faits

Démocratie en surveillance met en cause des faits sensationnels. L'appelante, Démocratie en surveillance, est un organisme de défense de l'intérêt public sans but lucratif. Elle a présenté à la Cour d'appel fédérale une demande de contrôle judiciaire d'un rapport établi par le commissaire aux conflits d'intérêts et à

l'éthique. Le rapport concluait que le premier ministre de l'époque, Justin Trudeau, n'avait pas contrevenu à la *Loi sur les conflits d'intérêts* lorsqu'il avait participé à deux décisions du Cabinet concernant l'organisme UNIS.² Démocratie en surveillance alléguait que, pour parvenir à cette conclusion, le commissaire avait commis deux erreurs de droit et une erreur de fait.

L'intimé, le procureur général du Canada, a présenté une requête en radiation de la demande. Le procureur général avançait deux arguments : premièrement, Démocratie en surveillance n'avait pas qualité pour présenter la demande; deuxièmement, la demande était irrecevable par application de l'art 66 de la Loi. L'article 66 prévoit que les décisions du commissaire ne peuvent être contrôlées que pour des motifs limités à la compétence, à l'équité procédurale ou au fait d'avoir agi ou omis d'agir « en raison d'une fraude ou de faux témoignages », écartant ainsi le contrôle des questions de droit et de fait que Démocratie en surveillance entendait soulever.

Devant la Cour suprême du Canada, Démocratie en surveillance soutenait que, correctement interprété, l'art 66 n'écarte aucunement le contrôle judiciaire, et que, s'il le fait, la disposition est inopérante parce qu'incompatible avec la *Loi constitutionnelle de 1867*, puisqu'elle habiliterait le commissaire à

* Mark P. Mancini est professeur adjoint à la faculté de droit de l'Université Thompson Rivers. Il est titulaire d'un J.D. de l'Université du Nouveau-Brunswick et d'une maîtrise en droit (LL.M.) de la University of Chicago Law School, et est doctorant à la Peter A. Allard School of Law de l'Université de la Colombie-Britannique.

¹ *Démocratie en surveillance c Canada (Procureur général)*, 2026 CSC 28 [*Démocratie en surveillance*].

² *Loi sur les conflits d'intérêts*, LC 2006, c 9, art 2, art 66 [*Loi sur les conflits d'intérêts*].

définir les limites de sa propre compétence et porterait atteinte à la primauté du droit.³

Sous les faits singuliers de l'affaire *Démocratie en surveillance* couve une question constitutionnelle latente : dans quelle mesure les législatures peuvent-elles écarter la faculté d'une partie de présenter une demande de contrôle judiciaire à l'égard d'une décision administrative? En apparence, la réponse avait été donnée par la décision de la Cour suprême dans *Crevier*.⁴ *Crevier* a établi que les législatures doivent toujours préserver le contrôle judiciaire à l'égard des questions de compétence.⁵ Or, le droit du contrôle judiciaire a évolué de telle sorte que le terme « compétence » n'a plus de sens véritable.⁶ La portée de la garantie constitutionnelle de contrôle judiciaire demeurerait donc incertaine.

QUESTIONS DE DROIT ET DE FAIT

Démocratie en surveillance établit que tous les aspects d'une décision administrative doivent demeurer ouverts au contrôle, que la question en soit une de droit, de fait ou d'équité. Une clause privative écartant le contrôle de l'une ou l'autre de ces questions sera sans effet.

Pour parvenir à cette conclusion, le juge en chef Wagner rejette la thèse que j'ai défendue, dans la foulée du juge Near dans *Canada (Procureur général) c Best Buy Canada Ltd*, selon laquelle restreindre la garantie constitutionnelle aux erreurs de droit satisfait à [traduction] « tout critère établi dans *Crevier* ». ⁷ Cette thèse

englobait les erreurs de fait flagrantes qui atteignent le niveau d'une question de droit, comme les conclusions fondées sur aucune preuve, parce que de telles erreurs dans le processus de recherche des faits sont des erreurs de droit.⁸ Sur ce point, toutes les parties s'entendaient : comme l'a dit le juge en chef Wagner dans *Démocratie en surveillance*, « le contrôle de la rationalité comporte un aspect constitutionnel ».⁹ Le désaccord portait sur les erreurs de fait qui devraient demeurer ouvertes à correction, le camp de l'« intentionnalisme législatif » préservant une marge permettant aux législatures d'écarter le contrôle de nombreuses questions de fait.¹⁰

Mais ce n'est pas ce que la Cour retient. Le paragraphe 64 du jugement est la clé de l'affaire. Le juge en chef Wagner y explique que, après l'arrêt *SCFP c Société des alcools du Nouveau-Brunswick*, des conclusions de fait manifestement déraisonnables ne pouvaient être protégées par une clause privative — une telle conclusion constituait une erreur de compétence.¹¹ *Crevier* est venu ensuite, garantissant le contrôle des questions de compétence, y compris de telles erreurs.¹² Mais *Crevier* ne marquait pas de rupture avec ce que le juge en chef Wagner considère comme le fondement de *SCFP* : l'idée qu'une conclusion irrationnelle ne pouvait être protégée par une clause privative. Transposée à aujourd'hui, la garantie constitutionnelle suit un ensemble de principes exigeant le contrôle, plutôt que telle ou telle catégorie d'erreurs.¹³ Suivant cette approche, une erreur déraisonnable est tout

³ *Loi constitutionnelle de 1867* (R-U), 30 & 31 Vict, c 3, art 96 à 101, reproduite dans LRC 1985, annexe II, no 5.

⁴ *Crevier c Procureur général du Québec*, [1981] 2 RCS 220 [*Crevier*].

⁵ *Ibid* à la p 236.

⁶ Voir p ex Mark Mancini, « Foxes, Henhouses, and the Constitutional Guarantee of Judicial Review: Re-Evaluating *Crevier* » (2024) 102:2 R du B can 315.

⁷ *Canada (Procureur général) c Best Buy Canada Ltd*, 2021 CAF 161 au para 60 [*Best Buy 2021*], citant *Crevier*, *supra* note 4; *Démocratie en surveillance*, *supra* note 1 au para 71.

⁸ Voir *Best Buy Canada Ltd c Canada (Agence des services frontaliers)*, 2025 CAF 45 au para 11; *Schuldt c La Reine*, [1985] 2 RCS 592.

⁹ *Démocratie en surveillance*, *supra* note 1 au para 69.

¹⁰ Voir p ex Paul Daly, « Évolution du droit administratif relatif au droit et à la réglementation de l'énergie en 2023 » (2024) 12:1 Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie, en ligne : <energyregulationquarterly.ca/fr/regular-features/2023-developments-in-administrative-law-relevant-to-energy-law-and-regulation>.

¹¹ *Syndicat canadien de la Fonction publique, section locale 963 c Société des alcools du Nouveau-Brunswick*, [1979] 2 RCS 227 [*SCFP*]; *Démocratie en surveillance*, *supra* note 1 au para 64.

¹² *Crevier*, *supra* note 4.

¹³ Paul Daly, « The Supreme Court of Canada's Decision in the *Democracy Watch* Case: *Democracy Watch v Canada (Attorney General)*, 2026 SCC 28 » (30 juillet 2026), en ligne : *Administrative Law Matters* <administrativelawmatters.com/blog/2026/07/30/the-supreme-court-of-canadas-decision-in-the-democracy-watch-case-democracy-watch-v-canada-attorney-general-2026-scc-28>.

aussi irrationnelle qu'une erreur manifestement déraisonnable. Ce que la Cour établit, dès lors, c'est que la garantie s'attache à un principe plutôt qu'à une catégorie d'erreurs.

La démonstration s'en trouve dans l'analyse même du juge en chef Wagner. Les autorités qu'il invoque ne visent que les erreurs flagrantes — manifestement déraisonnables — et non toute erreur de fait, là où aboutit pourtant *Démocratie en surveillance*. Dans *Conseil de l'éducation de Toronto (Cité) c FEEESO, district 15*, la question était de savoir si une conclusion reposait sur « aucune preuve ».¹⁴ Dans *Blanchard c Control Data Canada Ltée*, pièce maîtresse des motifs du juge en chef Wagner, le juge Lamer a parlé de « conclusion[s] déraisonnable[s] », mais il le faisait en appliquant la norme de la décision manifestement déraisonnable.¹⁵

La distance entre ces formulations et *Démocratie en surveillance* est voulue. Peu importe, au fond, que seules les erreurs manifestement déraisonnables aient été contrôlables. Ce qui compte, c'est qu'un principe de rationalité était garanti. Ce principe de rationalité promet désormais le contrôle de toutes les questions de fait.

Mais cette annonce ne pèsera guère dans la pratique quotidienne. Les cours continueront de contrôler les décisions comme elles le font déjà. Si certaines décisions mettant en cause des faits deviendront contrôlables, je m'attends à ce que les cours s'attachent à un passage clé de *Vavilov* : « [l]e caractère raisonnable d'une décision peut être compromis si le décideur s'est fondamentalement mépris sur la preuve qui lui a été soumise ou n'en a pas tenu compte ».¹⁶ Au bout du compte, il ne sera pas plus facile d'établir des erreurs de fait une fois devant la cour.

CONSTITUTIONNALISER LA NORME DE LA DÉCISION RAISONNABLE?

La loi en cause dans *Démocratie en surveillance* porte carrément sur la disponibilité du contrôle, non sur son intensité. De fait, la Cour a affirmé que les limites législatives au contrôle sont *ultra vires* « non pas parce que le contrôle selon la norme de la décision raisonnable est en soi consacré dans la Constitution, mais parce que celle-ci garantit le rôle des cours de justice de s'assurer que tous les exercices de pouvoir public [...] prennent leur source dans la loi ».¹⁷ La question n'était toutefois pas directement soumise à la Cour.

Mais le juge en chef Wagner laisse la porte entrouverte, et l'évolution au cœur de *Démocratie en surveillance* forcera sans doute le débat sur la portée de l'arrêt. Le moment venu, il y aura de bonnes raisons de décliner entièrement l'invitation à reconnaître dans le contrôle selon la norme de la décision raisonnable un plancher constitutionnel. La question a été soulevée dans *CN c Alberta Pacific Forest Industries*, où l'appelante soutenait à titre subsidiaire — avant *Démocratie en surveillance* — que le contrôle selon la norme de la décision raisonnable est constitutionnalisé.¹⁸

Le point de départ est que la garantie porte sur la disponibilité du contrôle. L'intensité ne devrait soulever une question constitutionnelle que dans un seul cas : celui où une norme prescrite par la loi est à ce point déferente qu'elle équivaut à une absence de tout contrôle. En principe, je partage l'avis de la juge en chef Khullar, dissidente, dans *Northback Holdings* : la garantie constitutionnelle et une norme de contrôle particulière, comme celle de la décision raisonnable, « ne forment pas un tout indissociable, logiquement parlant » [traduction].¹⁹ *Vavilov* et *Démocratie en surveillance* permettent tous deux des normes de contrôle prescrites par la loi qui sont compatibles avec la primauté du

¹⁴ *Conseil de l'éducation de Toronto (Cité) c FEEESO, district 15*, [1997] 1 RCS 487.

¹⁵ *Blanchard c Control Data Canada Ltée*, [1984] 2 RCS 476 aux pp 499-500.

¹⁶ *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65 au para 126 [*Vavilov*].

¹⁷ *Démocratie en surveillance*, *supra* note 1 au para 71.

¹⁸ *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Alberta Pacific Forest Industries Inc*, dossier CSC no 42092 (autorisation d'appel accordée), en ligne : Cour suprême du Canada <scs-csc.ca/cases-dossiers/search-recherche/42092> [CN].

¹⁹ *Northback Holdings Corporation c Alberta Energy Regulator*, 2025 ABCA 186 au para 228, la juge en chef Khullar, dissidente [*Northback Holdings*].

droit — la Colombie-Britannique maintient depuis longtemps, sans l'avoir modifiée, la norme de la décision manifestement déraisonnable dans l'*Administrative Tribunals Act*.²⁰

Déclarer inconstitutionnels ces efforts législatifs de prescription des normes au nom d'une norme de la décision raisonnable constitutionnalisée constituerait une remarquable affirmation de pouvoir fondée sur les art 96–101. Trois raisons me viennent à l'esprit.

Premièrement, *Démocratie en surveillance* milite lui-même contre une norme de la décision raisonnable constitutionnalisée. Puisque la garantie constitutionnelle porte sur la disponibilité du contrôle, elle n'est pas prescriptivement arrimée à la norme de la décision raisonnable en particulier. Fait à noter, l'énoncé du juge en chef Wagner sur le rôle des cours de justice (s'assurer que l'action administrative prend sa source dans la loi) et sa réserve au sujet de la norme de la décision raisonnable ne sont pas simplement voisins : ils se côtoient dans le même paragraphe.

Deuxièmement, et par voie de conséquence, pour qu'un argument portant sur l'intensité soit recevable, il doit présenter le même problème que celui auquel *Démocratie en surveillance* s'attaque — quelque chose qui équivaut à une exclusion du contrôle. Autrement dit, les législatures ne devraient pas pouvoir faire indirectement, par la norme de contrôle, ce qu'elles ne peuvent faire directement en écartant le contrôle. Ce principe est un précepte ancien et fondamental du droit constitutionnel.²¹

On peut imaginer des situations où ce serait le cas — si le contrôle n'est ouvert que pour mauvaise foi, ou selon quelque autre norme —, mais le critère devrait être délibérément strict, à la mesure de la préoccupation en cause dans *Démocratie en surveillance*, qui visait une loi qui rendait le contrôle totalement indisponible à l'égard de certains motifs. Une norme comme celle de la décision manifestement déraisonnable, par exemple, satisferait au critère. Bien qu'elle ne soit plus une norme de

contrôle reconnue en common law, elle permet le contrôle de la légalité puisqu'elle ouvre le contrôle de toutes les questions de droit.

Enfin, ce critère strict est conforme aux principes internes du droit du contrôle judiciaire, que la constitutionnalisation de la norme de la décision raisonnable foulerait aux pieds. Le pouvoir des législatures de calibrer les rapports entre les acteurs administratifs et les cours de justice — en dehors des préoccupations constitutionnelles — est incontesté. *Vavilov* le consacre lorsqu'il affirme l'importance des choix d'organisation institutionnelle. Ce principe est ancré dans notre droit du contrôle judiciaire. Il occupe une place dans la conclusion de la Cour sur les droits d'appel, où une norme hautement déférente — celle de l'erreur manifeste et déterminante — peut être prescrite par le législateur. Il permet généralement aux législatures, comme l'a fait la Colombie-Britannique, de prescrire explicitement une norme. Déclarer ces initiatives inconstitutionnelles au nom d'une norme de common law que nous nous trouvons à adopter en 2026 serait un curieux placage rétroactif — et serait incompatible avec *Démocratie en surveillance* et son approche fondée sur les principes. L'article 96 possède une « luxuriance nourrie par les tribunaux » [traduction], comme l'a dit un jour Laskin, mais ce serait là passer à un tout autre niveau.²²

INCIDENCES

Quelles sont les incidences de cette décision pour le secteur de l'énergie ?

Premièrement, la décision clarifie les limites de la capacité du Parlement d'écarter le contrôle des décisions susceptibles de toucher le secteur de l'énergie à l'avenir. Au nom de la rapidité et de l'efficacité, le Parlement aurait pu être tenté de limiter le contrôle des approbations de projets ou des évaluations techniques, particulièrement sur les questions de fait et de preuve. *Démocratie en surveillance* l'en empêchera désormais. L'arrêt le fait au nom du principe voulant que « le contrôle de la rationalité

²⁰ *Administrative Tribunals Act*, SBC 2004, c 45, art 58.

²¹ Voir p ex *Amax Potash Ltd c Gouvernement de la Saskatchewan*, [1977] 2 RCS 576 à la p 591; *Dominion Stores Ltd c La Reine*, [1980] 1 RCS 844 à la p 858.

²² Bora Laskin, « Municipal Tax Assessment and Section 96 of the British North America Act: The Olympia Bowling Alleys Case » (1955) 33:9 R du B can 993.

comporte un aspect constitutionnel ». ²³ Autrement dit, il est impossible pour le Parlement d'écarter expressément l'examen judiciaire du fondement factuel et probatoire des décisions administratives.

Une autre incidence touche le corpus législatif existant. Plusieurs lois en vigueur limitent ou aménagent les recours judiciaires à l'égard de décisions en matière d'énergie. Chacun de ces régimes devra être soigneusement réexaminé pour en vérifier la conformité avec *Démocratie en surveillance*. Considérons quelques régimes. En Alberta, le par 45(1) de la *Responsible Energy Development Act* confère un droit d'appel sur les questions de compétence ou sur les questions de droit, et l'art 56 de cette loi écarte par ailleurs tout contrôle. ²⁴ Ce régime contreviendra sans détour à *Démocratie en surveillance* parce qu'il écarte expressément le contrôle des faits. Le sort probable de la *REDA* sera l'invalidation de la clause d'exclusion dans la mesure où elle écarte le contrôle des faits dans le cadre du droit d'appel.

Pour sa part, la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* ²⁵ présente une situation différente et plus ambiguë. Le paragraphe 72(1) de cette loi permet un appel d'une décision de la Commission devant la Cour d'appel fédérale sur les questions de droit et de compétence, et l'art 70 énonce par ailleurs que toutes les décisions rendues sous le régime de la loi sont définitives. La clause en cause dans la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* s'analyse mieux comme une clause de « caractère définitif » que comme une clause d'exclusion. Puisque le contrôle judiciaire demeure théoriquement disponible, cette architecture de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* est vraisemblablement conforme à *Démocratie en surveillance*. Toutefois, une autre partie de la loi pourrait être suspecte sur le plan constitutionnel : l'art 170 de la loi, qui vise les décisions du Tribunal d'indemnisation

en matière de pipelines, interdit le contrôle judiciaire des questions de fait et de droit.

De plus, le pourvoi à venir de la Cour suprême dans *CN c Alberta Pacific Forest Industries* nous en apprendra beaucoup sur la portée de *Démocratie en surveillance*. ²⁶ L'une des questions en litige est de savoir si un droit d'appel limité peut effectivement écarter le contrôle judiciaire par application de l'art 18.5 de la *Loi sur les Cours fédérales*, qui écarte le contrôle judiciaire des questions « dans la mesure où » elles sont « susceptible[s] d'un [...] appel » en vertu d'un droit d'appel. ²⁷ La Cour d'appel fédérale affirme depuis longtemps que tout appel — devant une cour de justice ou devant le Cabinet — peut effectivement écarter le contrôle des questions non couvertes par le droit d'appel. ²⁸ *Démocratie en surveillance* jette assurément un doute sur l'art 18.5 : le par 73 précise que le Parlement ne peut combiner une attribution de compétence aux cours fédérales à une limitation du contrôle qui « contournerait la garantie constitutionnelle de légalité ». ²⁹

À mon sens, le régime en cause dans *CN* canalise le contrôle par les cours de justice plutôt qu'il ne l'écarter directement, le laissant ouvert sur les questions de fait et de droit. Il permet l'appel des questions de droit devant la Cour d'appel fédérale, tout en permettant un appel au Cabinet sur les autres questions, y compris de fait et de politique, sous réserve d'un contrôle ultime devant les Cours fédérales. ³⁰ En matière d'interprétation législative, on ne peut considérer l'appel au Cabinet isolément; il faut envisager l'ensemble du régime structurel que le Parlement a mis en place pour canaliser le contrôle. C'est le principe des choix d'organisation institutionnelle à l'œuvre, principe auquel *Vavilov* a accroché son chapeau. ³¹

Dans cette perspective d'ensemble, le régime de *CN* est constitutionnellement adéquat,

²³ *Démocratie en surveillance*, *supra* note 1 au para 69.

²⁴ *Responsible Energy Development Act*, SA 2012, c R-17.3, art 45(1), 56 [*REDA*]; *Northback Holdings*, *supra* note 19.

²⁵ *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, LC 2019, c 28, art 10 [*LRCE*].

²⁶ *CN*, *supra* note 18.

²⁷ *Loi sur les Cours fédérales*, LRC 1985, c F-7, art 18.5.

²⁸ *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Scott*, 2018 CAF 148.

²⁹ *Démocratie en surveillance*, *supra* note 1 au para 73.

³⁰ Voir *Compagnie des chemins de fer nationaux du Canada c Emerson Milling Inc*, 2017 CAF 79, le juge Stratas.

³¹ *Vavilov*, *supra* note 16.

contrairement au régime en cause dans *Démocratie en surveillance*. Ce qui disqualifiait la surveillance parlementaire dans cette affaire, ce n'était pas sa faiblesse, mais le fait qu'elle n'émanait pas d'une cour de justice. L'appel au Cabinet dans *CN* débouche, lui, sur un contrôle par les cours de justice. Et cette lecture des choses s'inscrit parfaitement dans les termes de *Démocratie en surveillance* : « [p]ourvu que les cours de justice puissent exercer leur pouvoir de surveillance à l'égard de la légalité de tout exercice d'un pouvoir public, la primauté du droit n'empêche pas la prise de décisions significatives par d'autres acteurs étatiques ».³² Parce qu'il est constitutionnellement adéquat, l'appel au Cabinet devient l'un des recours qu'une partie doit épuiser avant de demander le contrôle judiciaire. La juge Gleason voit juste lorsqu'elle dit que l'art 18.5 ne fait que codifier l'idée que les parties doivent épuiser tous les recours disponibles.³³

CONCLUSION

Démocratie en surveillance ne changera pas, à court terme, la manière dont le contrôle judiciaire se pratique. L'arrêt a toutefois des incidences sur le pouvoir législatif au Canada et sur les outils dont disposent les législateurs et les organismes de réglementation pour simplifier les processus réglementaires ou les rendre plus efficaces. En ce sens, l'histoire n'est pas terminée — mais *Démocratie en surveillance* a fixé les termes d'un nouveau débat. ■

³² *Démocratie en surveillance*, *supra* note 1 au para 69.

³³ Voir *CN c Alberta Pacific Forest Industries*, 2025 CAF 160 au para 26.

« GRANDE ENTENTE » FÉDÉRALE-ALBERTAINE PEUT ACCROÎTRE LA RENTABILITÉ DES SABLES BITUMINEUX

Modélisation financière opérationnelle des installations de sables
bitumineux, par Rory Johnston, Commodity Context

*Benjamin Dachis et Chloe McElhone**

INTRODUCTION ET PRINCIPALES CONCLUSIONS

L'accord de mise en œuvre fédéral-albertain de mai 2026 s'engage à décarboner le secteur industriel tout en augmentant les exportations énergétiques de l'Ouest canadien.

La présente étude examine l'incidence, sur l'industrie albertaine des sables bitumineux, de deux dispositions cruciales de l'accord : la hausse du prix effectif minimal du crédit carbone à 130 \$CA la tonne, et l'ajout d'une nouvelle capacité pipelinière pour le bitume. Nous évaluons l'effet net sur la rentabilité de ces coûts carbone accrus, ainsi que la valeur future de la capacité d'exportation accrue, pour quatre projets représentatifs de sables bitumineux.

Les revenus publics tirés des sables bitumineux dépendent du prix du mélange Western

Canadian Select (WCS). Les revenus publics augmentent avec la rentabilité des producteurs, car les installations matures de sables bitumineux versent des redevances calculées sur leurs profits nets.

Le brut WCS se négocie à rabais par rapport au brut de référence West Texas Intermediate (WTI), en raison de sa qualité inférieure et du coût de son transport vers les marchés. La capacité d'évacuation en provenance du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, enclavé, est historiquement le facteur le plus important et le plus volatil du différentiel de prix WCS-WTI. Une nouvelle capacité pipelinière qui évite le recours, pour le brut des sables bitumineux, au transport ferroviaire plus coûteux, pourrait réduire le différentiel de prix de 5 \$US le baril à long terme. Cela augmenterait les revenus et la rentabilité des installations de sables bitumineux.

* Benjamin Dachis est vice-président, Recherche et Rayonnement, chez Clean Prosperity. Économiste comptant près de 20 années d'expérience en politiques publiques, il se spécialise en énergie, en infrastructures, en transport, en logement, en travail et en politique réglementaire. Il a auparavant passé 15 ans à l'Institut C.D. Howe et détient des diplômes en économie de l'Université de Toronto et de la London School of Economics.

Chloe McElhone est gestionnaire de la recherche chez Clean Prosperity, spécialisée en politique canadienne des marchés du carbone. Elle a auparavant conseillé des émetteurs industriels en matière de conformité à la tarification du carbone et détient des diplômes de deuxième cycle en gestion du développement durable et en économie environnementale.

Rory Johnston est le fondateur de Commodity Context.

Le secteur des sables bitumineux représente environ le tiers des émissions totales de gaz à effet de serre de l'Alberta, ce qui en fait le secteur le plus émetteur de la province. Comme les autres grands émetteurs, les installations de sables bitumineux sont assujetties au système de tarification du carbone de la province, le règlement sur l'innovation technologique et la réduction des émissions (TIER).

Cette étude porte sur l'incidence de l'accord de mise en œuvre du protocole d'entente (PE) fédéral-albertain sur la rentabilité de quatre installations qui représentent ensemble le quart de la production totale de bitume des sables bitumineux. Ces installations présentent des intensités d'émissions variées. L'installation Christina Lake de Cenovus Energy et la mine Kearl d'Imperial Oil sont les meilleures de leur catégorie, l'installation Firebag de Suncor Energy affiche une intensité d'émissions intermédiaire, et l'installation Cold Lake d'Imperial est l'une des installations affichant l'intensité d'émissions la plus élevée de la province.

Cette étude, publiée initialement en mars 2026, concluait que **les gains découlant d'une capacité pipelinière accrue l'emportent sur la hausse des coûts carbone convenue dans le PE**. La modélisation effectuée à l'époque supposait un prix du crédit carbone de 130 \$CA la tonne d'ici 2035.

Depuis, le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta ont signé leur accord de mise en œuvre, qui vise l'atteinte d'un prix du crédit de 130 \$CA la tonne d'ici 2040. Les coûts qui en résulteront pour ces installations de sables bitumineux seront donc en réalité inférieurs à ceux que nous avions supposés dans nos modèles, et leur rentabilité, une fois la capacité pipelinière additionnelle mise en service, sera encore plus importante que ce qui est présenté ici.

Principales conclusions

1. Les gains découlant d'une capacité pipelinière accrue l'emportent sur la hausse des coûts carbone convenue dans le PE. Lorsque la nouvelle capacité pipelinière entrera en service, la réduction soutenue du différentiel WCS-WTI qui en résultera augmentera la rentabilité par baril des installations analysées de 30 % à 91 %, déduction faite des coûts carbone.

Les coûts carbone de ces installations passeraient d'une fourchette de 0,53 \$CA à 2,46 \$CA le

baril à une fourchette de 0,81 \$CA à 3,75 \$CA le baril au moment de la mise en service probable de la nouvelle capacité pipelinière, par rapport à un scénario où le prix industriel du carbone de l'Alberta demeurerait gelé à 95 \$CA la tonne. Ces hausses de coûts sont toutefois largement compensées par une augmentation de la rentabilité de plus de 10 \$CA le baril dans l'ensemble des installations analysées, attribuable à la réduction du différentiel WCS-WTI.

2. La hausse de rentabilité découlant de la nouvelle capacité pipelinière permettra à la plupart des installations de sables bitumineux de récupérer rapidement l'ensemble de leurs coûts carbone additionnels. Le gain de rentabilité issu d'un nouveau pipeline est considérable : trois des quatre installations analysées récupèrent l'ensemble de leurs coûts TIER additionnels engagés entre maintenant et l'ouverture du pipeline en moins d'un an suivant la mise en service de ce dernier. Cette récupération rapide s'explique principalement par la réduction du différentiel WCS-WTI qui en résulte.

3. La nouvelle capacité pipelinière accroît de façon marquée à la fois les profits nets des installations de sables bitumineux et les revenus de redevances provinciales. Pour les quatre installations analysées, la nouvelle capacité pipelinière augmente la rentabilité par baril et permet aux installations d'accroître leur production. **Il en résulte une hausse nominale de 3,16 milliards \$CA des profits annuels au cours des quinze années suivant la mise en service de la nouvelle capacité pipelinière réduisant le différentiel WCS-WTI, ainsi qu'une hausse annuelle de 957 millions \$CA des redevances provinciales.**

RÉSUMÉ DES RÉSULTATS

Cette analyse cherche à déterminer si les coûts liés à la hausse des prix du crédit carbone pour les producteurs de sables bitumineux sur le marché albertain du carbone l'emportent sur les avantages d'une capacité pipelinière accrue, en particulier l'évitement de différentiels WCS-WTI structurellement plus larges. Un nouveau pipeline capable de transporter un million de barils supplémentaires par jour permettra aux producteurs canadiens d'éviter l'expédition du bitume par rail, un mode de transport plus coûteux. Le transport ferroviaire du pétrole a historiquement coûté 5 \$US de plus le baril que le transport par pipeline. Une nouvelle capacité pipelinière qui prévient un

recours accru au rail devrait se traduire par une rentabilité accrue pour les entreprises.

Nous examinons quatre grands projets de sables bitumineux se situant à différents points du spectre des coûts d'émissions, afin d'évaluer l'incidence potentielle, sur la rentabilité, de la hausse des prix du crédit dans le cadre du système d'innovation technologique et de réduction des émissions (TIER) de l'Alberta. **Nous constatons que, pour les installations à faibles émissions, le gain de profit découlant d'un différentiel WCS-WTI réduit l'emporte de loin sur les coûts découlant de la hausse des crédits TIER jusqu'à 130 \$CA la tonne.**

La nouvelle capacité pipelinière mettra vraisemblablement de six à dix années supplémentaires à se concrétiser, compte tenu des délais de construction. Nous constatons néanmoins que, une fois cette nouvelle capacité en service, elle rehaussera suffisamment la rentabilité pour permettre aux installations de sables bitumineux à faibles émissions de récupérer rapidement l'ensemble des coûts carbone additionnels engagés entre maintenant et la mise en service du pipeline.

Même pour les installations de sables bitumineux qui font face aux coûts les plus élevés sous le régime TIER — celles qui affichent à la fois de fortes émissions et une hausse de leurs émissions ces dernières années — le gain de rentabilité découlant d'un nouveau pipeline l'emporte tout de même sur les coûts carbone anticipés pour 2035. Cependant, les installations dont l'intensité d'émissions a augmenté par rapport au passé, ou dont l'intensité d'émissions dépasse considérablement celle des installations les meilleures de leur catégorie, font face à une période de récupération sensiblement plus longue.

L'amélioration de la rentabilité au niveau des installations entraînera une hausse considérable

des redevances perçues par l'Alberta ainsi que des impôts sur le revenu des sociétés versés aux gouvernements de l'Alberta et du Canada.

Nous analysons quatre grandes installations de sables bitumineux : l'installation Christina Lake de Cenovus Energy, la mine Kearl d'Imperial Oil, l'installation Cold Lake d'Imperial, et l'installation Firebag de Suncor Energy. Ensemble, ces installations représentent environ le quart de la production totale de bitume des sables bitumineux. Ces quatre projets couvrent un large éventail d'intensités d'émissions, allant des meilleures installations de leur catégorie à Christina Lake et à Kearl, à une performance intermédiaire à Firebag, jusqu'à l'une des installations affichant l'intensité d'émissions la plus élevée de la province à Cold Lake.

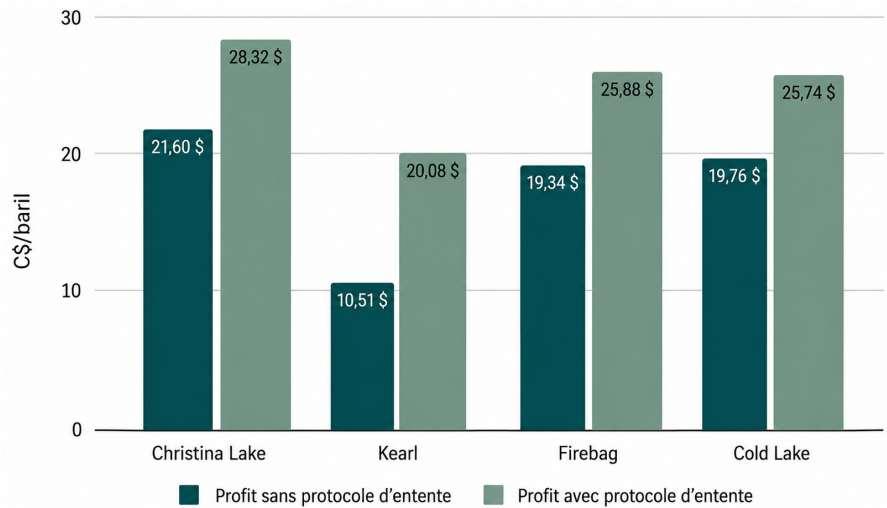
Aucun de ces projets ne devrait générer de crédits carbone en 2035. Notre analyse vise à montrer l'incidence sur la rentabilité de la nouvelle capacité pipelinière et de la hausse des coûts carbone TIER pour les installations les plus susceptibles de supporter des coûts de conformité ou de décarbonation. Bon nombre d'installations de sables bitumineux¹ sont génératrices de crédits et pourraient le demeurer au cours de la prochaine décennie.²

La figure 1 (ci-dessous) présente la variation nette des profits par baril de chaque installation en 2035, résultant de la concrétisation des engagements du PE à construire une capacité pipelinière additionnelle importante et à atteindre un prix effectif minimal du crédit TIER de 130 \$CA la tonne. Ces résultats supposent que les prix du crédit TIER augmentent à un rythme de 5 \$CA par année à compter de 2026. Ils supposent également un prix du WTI de 65 \$US le baril et une réduction du différentiel WCS-WTI de 18 \$US à 13 \$US le baril. Ces résultats sont présentés plus en détail ci-dessous.

¹ Ross Linden-Fraser et Dale Beugin, « Why Industrial Carbon Pricing Costs the Oil Sands Less Than a Timbit per Barrel » (11 mars 2026), en ligne (blogue) : <440megatonnes.ca/insight/why-industrial-carbon-pricing-costs-oil-sands-less-than-a-timbit-per-barrel>.

² Les estimations des coûts carbone dépendent de la conception future du régime TIER, notamment du resserrement des références et des trajectoires de prix du carbone après 2026. Nos résultats propres à chaque installation, établis sur un horizon 2035, concordent avec les estimations d'autres organisations (*ibid*), qui présument le maintien de la trajectoire actuelle du prix de référence fédéral et un horizon 2030. Ces estimations de coûts carbone ont été modélisées avant la publication de l'accord de mise en œuvre de mai 2026 pour le protocole d'entente Canada-Alberta.

Figure 1 : Croissance de la rentabilité de quatre projets représentatifs de sables bitumineux



**CONSIDÉRATIONS CLÉS SUR
L'ÉCONOMIE DE L'INDUSTRIE
PÉTROLIÈRE ET LA POLITIQUE EN
MATIÈRE D'ÉMISSIONS**

Si l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien obtient un accès accru à la capacité d'évacuation, cela peut contribuer à réduire au minimum le différentiel de prix WCS-WTI. Ce différentiel est déterminé par le baril marginal, c'est-à-dire le dernier baril à trouver preneur sur le marché. Le prix de ce baril marginal fixe le prix de l'ensemble des barils produits dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Même de modestes insuffisances de capacité d'évacuation peuvent dégénérer en crises aiguës de prix en amont.

Parallèlement, les futurs projets pipeliniers — qu'il s'agisse de nouveaux pipelines ou d'agrandissements — devraient être soigneusement structurés pour garantir qu'ils contribuent à réduire le différentiel WCS-WTI. Le projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain a mis en lumière le risque que l'envolée des coûts de construction pipelinère entraîne des tarifs élevés qui font grimper les prix du baril marginal.

Certaines considérations liées à l'expansion des capacités pipelinières et de production en amont dépassent le cadre de la présente analyse. Par exemple, l'augmentation de la production nécessaire pour combler une capacité pipelinère élargie pourrait exiger la mise en valeur de projets à plus faible marge. Un différentiel WCS-WTI réduit influe différemment sur l'économie

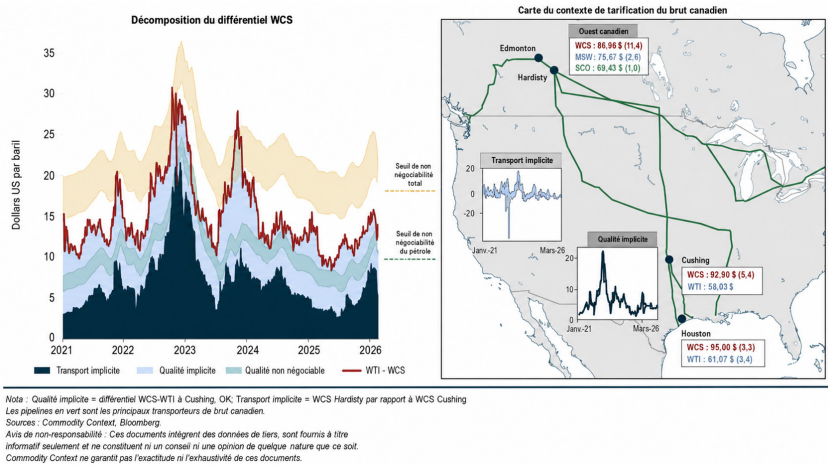
d'un projet que sur la rentabilité globale d'une entreprise; certaines sociétés disposent de stratégies de couverture ou de raffinage qui atténuent ces préoccupations. Une capacité pipelinère accrue vers les États-Unis pourrait réduire le besoin d'une capacité d'évacuation additionnelle vers la côte Ouest. Notre analyse porte sur la valeur potentielle d'un nouveau pipeline qui réduirait les différentiels futurs de prix WCS-WTI.

Des tendances mondiales détermineront également l'appétit général pour l'investissement au Canada, et notre analyse est neutre quant à la compétitivité globale du Canada en matière d'investissement par rapport à ses concurrents. Par exemple, la compétitivité globale des coûts, la rapidité des processus d'approbation réglementaire, les coûts réglementaires, les politiques gouvernementales additionnelles et le profil de risque des réserves pétrolières canadiennes influenceront l'intérêt des capitaux mondiaux envers l'investissement canadien. Les prix mondiaux du pétrole influenceront également les décisions d'investissement. Notre analyse cherche à établir de quelle façon la mise en œuvre du PE fédéral-albertain pourrait influencer sur la rentabilité des sables bitumineux.

Différentiels de transport

Si une capacité pipelinère insuffisante déplace le transport marginal du brut WCS vers le rail, plus coûteux, le différentiel de prix WCS-WTI total à Hardisty, en Alberta, peut atteindre 18 \$US le baril.

Figure 2 : Différentiels WCS-WTI et seuils de rentabilité des modes de transport



Dans les cas de surabondance extrême de l'offre, les coûts de transport peuvent pousser le différentiel au-delà de 18 \$US le baril, jusqu'à ce que les producteurs soient contraints de fermer des puits ou que le gouvernement provincial impose une limitation de la production. Dans les conditions actuelles, notre analyse suppose un différentiel WCS-WTI stable, quoique économiquement sous-optimal, de 18 \$US le baril. Nous prévoyons qu'un nouveau pipeline d'un million de barils par jour permettrait d'accroître la production de sables bitumineux sans recours important au transport ferroviaire du brut, réduisant ainsi le différentiel de prix. Une analyse³ du projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain a révélé qu'il avait réduit le différentiel WCS-WTI d'environ 8 \$US le baril. Bien que cette analyse soutienne qu'un nouveau pipeline ne réduirait pas davantage les différentiels, une expansion additionnelle de la production de sables bitumineux exercerait vraisemblablement une pression renouvelée sur les différentiels, que seul un nouvel accès pipelinier pourrait atténuer.

Tarifs

Les tarifs pipeliniers marginaux constituent le principal facteur déterminant le différentiel de prix géographique du WCS et du bitume. Les tarifs sont déterminants non seulement pour l'économie du projet pipelinier lui-même, mais

pour l'ensemble de l'économie de l'industrie pétrolière en amont du BSOC. La Régie de l'énergie du Canada fixe les tarifs des pipelines interprovinciaux généralement en fonction des coûts de construction et d'exploitation, ainsi que d'un taux de rendement réglementé. Les taux tarifaires ont été touchés par l'envolée des coûts de construction pipeliniers. Le cas le plus récent, celui du projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain d'une capacité de 590 000 barils, a vu sa facture bondir d'un coût initial de 5,4 milliards \$CA à environ 35 milliards \$CA au moment de sa mise en service.

Le tarif non engagé actuel pour expédier un baril de brut lourd d'Edmonton jusqu'au terminal Westridge, au port de Vancouver, par le pipeline Trans Mountain, s'établit à 14,40 \$CA le baril, soit plus du double du coût de 6,60 \$CA le baril pour l'expédition d'Edmonton à Flanagan, en Illinois, sur le réseau Mainline d'Enbridge. Une fois au terminal Westridge, les barils canadiens doivent encore intégrer le coût du transport par pétrolier jusqu'à leur destination finale; le transport vers la Chine représente par exemple un coût additionnel d'au moins 3 \$US le baril.

De plus, 80 % du débit actuel du réseau Trans Mountain correspond à des barils engagés dans le cadre de contrats de type prendre ou payer, ce qui a initialement protégé l'ensemble du

³ Alberta Central, « Year One of TMX: Increased Export Diversification, Disappearing Oil Discount, and C\$13bn in Extra Revenues » (6 août 2025), en ligne : <albertacentral.com/intelligence-centre/economic-news/year-one-of-tmx-increased-export-diversification-disappearing-oil-discount-and-c13bn-in-extra-revenues>.

bassin des pressions sur les prix marginaux. La capacité engagée dans le cadre de contrats prendre ou payer est utilisée en premier, ce qui signifie que ces tarifs plus élevés ne pèsent pas sur la tarification marginale. Cela dit, l'économie de l'expédition sur le réseau élargi de Trans Mountain exercera sans aucun doute une pression additionnelle à la hausse sur le différentiel WCS, une fois que la portion non engagée d'environ 180 000 barils du réseau devra être utilisée pour écouler la production du bassin, puisque ce sont alors les tarifs plus élevés qui détermineront les coûts d'évacuation marginaux.

Le PE fédéral-albertain prévoit que la nouvelle capacité pipelinière pour le bitume sera construite et financée par le secteur privé. Les tarifs devront couvrir les coûts de construction, plus un taux de rendement proportionnel au risque élevé associé à la réalisation du projet, compte tenu des retards, des dépassements de coûts et des annulations qu'ont connus des projets similaires. Un tarif fixé au niveau du taux non engagé de Trans Mountain, ou au-delà, augmenterait vraisemblablement le différentiel WCS-WTI, dévaluant ainsi l'ensemble des barils produits dans le bassin et érodant la valeur de la capacité d'évacuation additionnelle. Notre analyse suppose que les tarifs exigés par un nouveau pipeline n'augmenteraient pas systématiquement le différentiel WCS-WTI.

Redevances

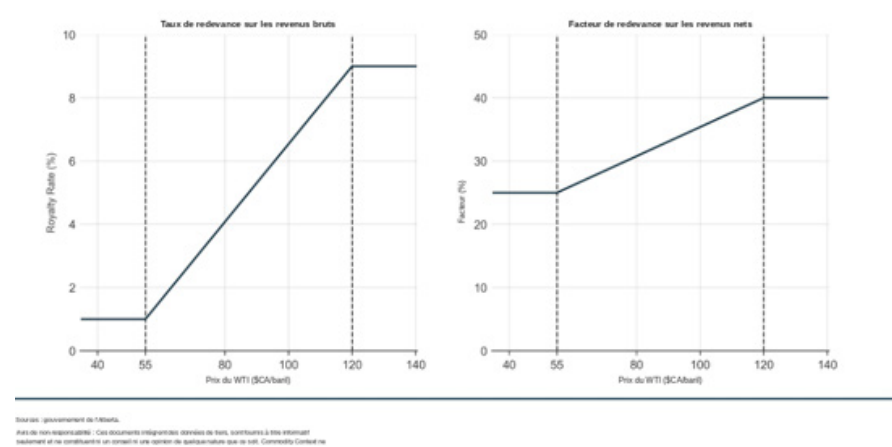
Les redevances représentent l'intérêt financier le plus direct des Albertains dans la valeur tirée du bitume produit à partir des sables bitumineux. Au cours de la dernière demi-décennie, les redevances ont considérablement augmenté

en raison d'une combinaison de facteurs : la hausse des prix du pétrole, l'amélioration du différentiel WCS grâce à l'accroissement de la capacité pipelinière, et l'obligation pour les projets de verser des taux de redevance plus élevés à mesure qu'ils récupèrent leurs coûts en capital. Les redevances tirées des sables bitumineux ont bondi à plus de 17 milliards \$CA en 2025, comparativement à 950 millions \$CA en 2006.

Les projets de sables bitumineux qui n'ont pas encore récupéré leurs coûts en capital sont dits en phase « préalable au recouvrement du capital », et versent des redevances à un taux de 1 % des revenus bruts lorsque le prix du WTI se situe jusqu'à 55 \$CA le baril. Ce taux de redevance grimpe jusqu'à un maximum de 9 % des revenus bruts à mesure que le prix du WTI augmente jusqu'à 120 \$CA le baril. Un projet « postérieur au recouvrement du capital » a récupéré ses coûts en capital et verse le plus élevé des deux montants suivants : le calcul de redevance applicable à la phase préalable, ou entre 25 % et 40 % des revenus nets, ce taux augmentant lui aussi à mesure que le prix du WTI passe de 55 \$CA à 120 \$CA le baril (voir la figure 3).

Une installation établie de longue date et hautement rentable, comme Christina Lake de Cenovus Energy, se trouve maintenant dans la phase postérieure au recouvrement du capital, tandis que la mine de sables bitumineux Kearn d'Imperial Oil, plus récente et ayant nécessité un investissement initial très élevé, est toujours en train de récupérer son investissement initial et se trouve dans la phase préalable au recouvrement du capital.

Figure 3 : Taux de redevance sur les sables bitumineux de l'Alberta



Ces dernières années, de nombreux projets de sables bitumineux sont passés au statut postérieur au recouvrement du capital, ce qui explique la manne de redevances observée en Alberta depuis 2022. Par conséquent, la sensibilité budgétaire de l'Alberta aux variations des prix du pétrole brut et des différentiels WCS est aujourd'hui beaucoup plus élevée qu'au moment de la crise d'évacuation de 2018. Les Albertains profitent proportionnellement davantage des hausses de prix pour les projets postérieurs au recouvrement du capital et, à l'inverse, subissent des baisses plus importantes de revenus publics lorsque les prix du pétrole chutent ou que les différentiels WCS-WTI s'élargissent. L'incidence d'une hausse du différentiel WCS-WTI sur les redevances versées par un projet rentable postérieur au recouvrement du capital est beaucoup plus grande en termes absolus que ne l'aurait été l'incidence sur ce même projet durant sa phase préalable au recouvrement du capital, alors qu'il versait un taux de redevance beaucoup plus faible.⁴

Émissions des sables bitumineux albertains

Le secteur des sables bitumineux a représenté un peu moins de 33 % des émissions totales de l'Alberta⁵ en 2023, ce qui en fait le secteur le plus émetteur de la province. En Alberta, les émissions des sables bitumineux et des autres grandes sources industrielles sont réglementées par une combinaison de tarification provinciale du carbone et de politiques de gestion des émissions, telles que la réglementation sur le méthane. La présente analyse porte sur l'incidence du règlement TIER, qui s'applique aux installations à fortes émissions. Sous ce régime, les entreprises réglementées doivent

respecter des cibles d'émissions fondées sur une référence. Elles peuvent réduire directement leurs émissions, utiliser des crédits approuvés pour les réductions, ou verser une contribution à un fonds provincial si elles dépassent leurs cibles.

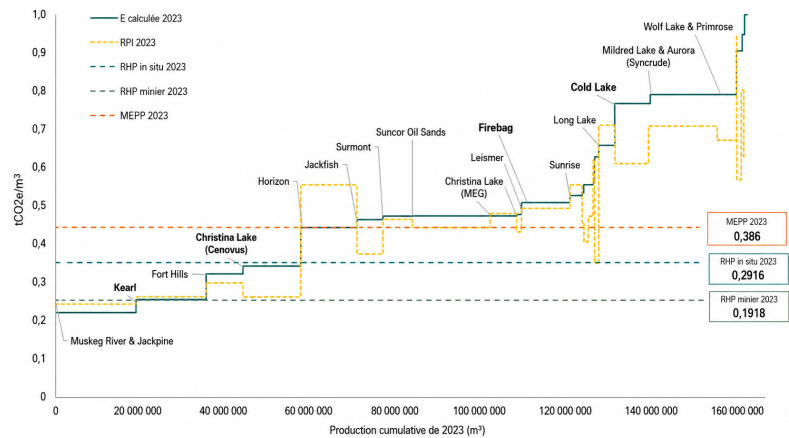
Sous le régime TIER, les grandes installations industrielles — y compris de nombreuses installations de sables bitumineux — se voient attribuer une cible d'émissions annuelle fondée sur une référence. Cette référence définit la quantité d'émissions qu'une installation est autorisée à produire par unité de production. Les producteurs de sables bitumineux peuvent choisir entre deux références. La première est une référence propre à l'installation (RPI), fondée sur la performance historique de l'installation elle-même. Cette référence exige que l'installation émette moins par unité de production, comparativement à sa propre performance passée. La seconde est la référence de haute performance (RHP), fondée sur l'intensité d'émissions moyenne des 10 % d'installations les plus performantes d'un secteur donné pour un produit donné. Cette flexibilité empêche que les installations à faible intensité d'émissions ne soient pénalisées par la méthode habituelle de référence propre à l'installation du régime TIER.

La figure 4 (ci-dessous) compare les références propres à l'installation estimées et les intensités d'émissions de 2023 pour les installations de sables bitumineux, à partir des données de 2023, illustrant l'effet de cette approche ainsi que les écarts d'intensité d'émissions entre les projets. Fait à noter, les RPI sont sensiblement plus élevées pour les installations à plus forte intensité d'émissions.

⁴ Les émissions sont établies en réarrangeant la formule prévue dans la base de données sur les sables bitumineux du gouvernement de l'Alberta (*ibid*) : Émissions ajustées pour la cogénération = Émissions – Émissions de cogénération + Chaleur de cogénération x 0,06299 tonne par GJ de chaleur.

⁵ Voir Gouvernement de l'Alberta, « Alberta's Greenhouse Gas Emissions Reduction Performance » (9 janvier 2026), en ligne : <alberta.ca/albertas-greenhouse-gas-emissions-reduction-performance> (33 % des émissions totales de l'Alberta).

Figure 4 : Intensité d’émissions estimée en 2023 et références propres à l’installation pour les installations de sables bitumineux sous le régime TIER⁶



Estimation des émissions des installations de sables bitumineux

Les quatre installations de sables bitumineux que nous analysons représentent un éventail d'intensités d'émissions. D'autres installations affichant des intensités d'émissions similaires devraient connaître des effets similaires sur leur rentabilité découlant de la mise en œuvre du PE. Nous analysons deux projets à intensité d'émissions relativement faible (Christina Lake et Kearl), un projet à intensité d'émissions moyenne (Firebag), et un projet se situant dans le haut de la fourchette (Cold Lake), qui fait face à des coûts de conformité élevés par rapport à sa référence propre à l'installation. Un indicateur appelé intensité moyenne des émissions pondérée par la production (IMEPP), présenté à la figure 6, met en perspective la performance d'émissions des

projets en pondérant chaque installation selon sa production.

Ces écarts d'intensité d'émissions propres à chaque projet nécessitent une analyse des coûts carbone propre à chaque projet. Nous avons tiré nos données historiques sur les sables bitumineux de l'analyse de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre des sables bitumineux de l'Alberta⁷ du gouvernement de l'Alberta. Cet ensemble de données comprend les renseignements suivants pour les projets de sables bitumineux in situ et miniers de 2011 à 2023 : volumes de production mensuels et annuels, émissions, émissions de cogénération, production de chaleur et d'électricité (le cas échéant), émissions ajustées pour la cogénération et intensité d'émissions ajustée pour la cogénération.

⁶ Nous estimons deux points de données additionnels pour 2013 à 2015, nécessaires à l'élaboration de références propres à chaque installation.

1. Nous déterminons les émissions découlant de la chaleur utilisée en cogénération en multipliant la chaleur produite par l'unité de cogénération, en GJ, par la valeur d'intensité de chaleur de 0,06299 tCO₂e/GJ. La chaleur importée et exportée constitue une variable additionnelle, présumée nulle en l'absence de données. La prévision des émissions ajustées pour la cogénération est calculée à partir de l'intensité d'émissions ajustée pour la cogénération et de la production prévues pour chaque année, et la prévision des émissions totales du site est calculée à partir des données de cogénération prévues pour chaque année.
2. Nous tenons également compte des émissions découlant de l'électricité utilisée en multipliant l'électricité produite sur place par la référence de haute performance en matière d'électricité pour l'année de référence (0,37 tCO₂e/MWh en 2022 et avant). L'électricité importée et exportée constitue une variable additionnelle, présumée nulle en l'absence de données.

Voir la section 8.2.4 de la norme d'élaboration des références, version 2.5 (*ibid*) pour plus de renseignements.

⁷ Alberta, Environnement et Aires protégées, « Alberta Oil Sands Greenhouse Gas Emission Intensity Analysis » (dernière modification le 10 janvier 2024), en ligne : <open.alberta.ca/opendata/alberta-oil-sands-greenhouse-gas-emission-intensity-analysis>.

Nous avons compilé les données historiques de 2013 à 2023 pour l'installation Christina Lake de Cenovus Energy, l'installation Firebag de Suncor, la mine Kearl d'Imperial Oil et l'installation Cold Lake d'Imperial.⁸ Nous avons établi des prévisions pour ces installations pour les années 2024 à 2035. Nous supposons une croissance annuelle de la production de 2,7 % et produisons des prévisions pour l'intensité d'émissions ajustée pour la cogénération, la chaleur de cogénération et l'électricité de cogénération.⁹ Nous supposons que les intensités d'émissions diminuent à un rythme prudent de 0,5 % par année.¹⁰

Pour estimer les coûts sous le régime TIER de chaque projet, nous comparons les coûts calculés selon la RPI et selon la RHP.¹¹

Nous avons retenu le moindre des deux coûts pour chaque installation. Nous supposons également que les entreprises maximisent l'utilisation des crédits, dans la limite permise, au prix de crédit prévu. Enfin, les entreprises peuvent déduire leurs coûts TIER des redevances calculées sur les revenus nets en phase postérieure au recouvrement du capital. Nous supposons un taux moyen estimé de redevance postérieure au recouvrement du capital de 33 %.

Il s'agit d'estimations prudentes des coûts carbone. Ces coûts pourraient être inférieurs à mesure que les projets réalisent des investissements sobres en carbone au cours de la prochaine décennie. Nous ne tenons pas non plus compte de la génération de crédits qui pourrait découler de projets importants de réduction des émissions dans le secteur, tels que le projet de captage du carbone Pathways de l'Oil Sands Alliance.

Ces estimations n'intègrent pas non plus l'incidence potentielle du projet Pathways sur la réduction des émissions. Les entreprises qui ne participent pas au projet verraient leurs coûts demeurer inchangés, continuant de se conformer à la tarification du carbone aux prix courants des crédits. Les entreprises participantes feraient vraisemblablement face à des coûts carbone moindres, en optimisant l'utilisation des crédits carbone dans l'ensemble de leur portefeuille. Voir l'encadré 1 ci-dessous pour plus de détails sur la façon dont le projet Pathways pourrait influencer sur la rentabilité des entreprises participantes.

RÉSULTATS : LA CROISSANCE DE LA RENTABILITÉ ISSUE D'UN PIPELINE L'EMPORTE SUR LES COÛTS CARBONE

Analyse propre à chaque projet¹²

À l'aide du modèle financier de Commodity Context sur les activités des sables bitumineux albertains, qui intègre des données de redevances propres à chaque installation, nous estimons les revenus bruts futurs, la production, les coûts, les redevances et les coûts d'exploitation nets de nos quatre installations de sables bitumineux. Nous supposons que chaque installation connaît une croissance annuelle de production de 2,7 %. Une telle croissance est cohérente avec l'engagement du PE de construire une capacité pipelinière additionnelle d'au moins un million de barils par jour vers la côte Ouest du Canada. Pour établir la hausse de rentabilité, nous supposons qu'un nouveau pipeline réduit le différentiel WCS-WTI de 18 \$US à 13 \$US le baril.

⁸ Voir l'annexe de l'étude originale pour plus de renseignements sur l'incidence de cette hypothèse sur les résultats : (*ibid.*).

⁹ Nous calculons les RPI à partir des formules prescrites dans la norme d'élaboration des références, version 2.5 (*supra*, note 6), en utilisant les années de référence 2013 à 2015 (si elles sont disponibles) ou d'autres années permettant un étalonnage par rapport aux données déclarées d'obligation de régularisation pour la période de conformité de 2023. Les RPI réelles peuvent varier en fonction de données confidentielles propres au projet ou de dérogations aux années de référence habituelles autorisées par le directeur.

¹⁰ Pour plus de détails sur les hypothèses utilisées dans notre modèle financier, voir : Benjamin Dachis et Chloe McElhone, Net Gains: How the Federal-Alberta Grand Bargain Can Increase Oil Sands Profitability (Clean Prosperity, mars 2026), à la p. 22, en ligne (pdf) : <cleanprosperity.ca/wp-content/uploads/2026/03/Net-Gains-March-2026.pdf>.

¹¹ Les totaux de cette figure et des figures subséquentes peuvent ne pas correspondre exactement en raison de l'arrondissement.

¹² Contrairement aux autres projets analysés ici, qui se trouvent en phase de redevance postérieure au recouvrement du capital et qui peuvent déduire les coûts des crédits TIER à titre de coût admissible, nous supposons que les coûts des crédits TIER ne sont pas déductibles pour Kearl durant sa période de redevance préalable au recouvrement du capital.

Dans les figures ci-dessous, le « profit sans PE » représente la rentabilité en 2035 selon un scénario de statu quo — la tarification du carbone en Alberta demeurant gelée à son taux actuel de 95 \$CA la tonne, aucune nouvelle capacité pipelinière importante, et donc un différentiel WCS-WTI de 18 \$US le baril. À l'inverse, le « profit avec PE » représente un scénario où la mise en œuvre des dispositions du PE mène à la construction d'une nouvelle capacité pipelinière, et où le prix des crédits carbone TIER atteint 130 \$CA la tonne d'ici 2035.

Cette étude a été publiée initialement en mars 2026, avant que le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta ne signent l'accord de mise en œuvre. L'accord signé en mai 2026 prévoit que les crédits carbone TIER atteindront 130 \$CA d'ici 2040.

Les coûts qui en résulteront pour ces installations de sables bitumineux seront donc en réalité inférieurs à ceux que nous avons supposés dans nos modèles, et leur rentabilité, une fois la capacité pipelinière additionnelle mise en service, sera encore plus importante que ce qui est présenté ici.

Une variation de 1 \$US le baril du différentiel WCS a un effet amplifié sur la valeur sous-jacente du bitume. Un baril de WCS se compose d'environ deux tiers de bitume et d'un tiers de diluant, que les producteurs de sables bitumineux doivent acheter ou produire ailleurs. Si les prix du diluant demeurent constants pendant que les prix du WCS varient, la composante bitume d'un baril de WCS doit absorber 100 % de cette fluctuation de prix.

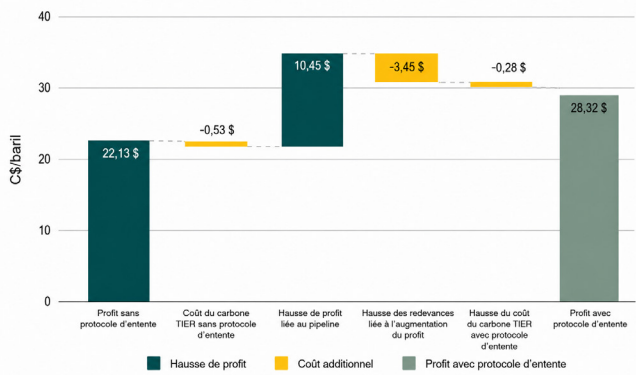
La valeur du bitume augmente ou diminue d'environ 1,50 \$US le baril pour chaque variation de 1 \$US le baril du différentiel WCS-WTI.

Christina Lake

L'ajout de la nouvelle capacité pipelinière prévue dans le PE se traduit par une amélioration notable de la rentabilité de Christina Lake d'ici 2035, même après avoir tenu compte de la hausse des redevances et des coûts de conformité carbone. Sans le PE, le profit s'établit à 21,60 \$CA le baril, incluant des coûts carbone TIER de 0,53 \$CA le baril. Avec la mise en œuvre du PE, l'amélioration de l'accès pipelinier produit un effet important, augmentant la rentabilité de 31 % (6,72 \$CA le baril), alors que le resserrement des différentiels de prix WCS-WTI renforce le prix réalisé du bitume. Ce gain est partiellement compensé par une hausse de 3,45 \$CA le baril des redevances, découlant de la hausse des prix du WCS et des revenus nets qui augmente le taux de redevance du projet, ainsi que par une hausse de 0,28 \$CA le baril des coûts carbone TIER à un prix du crédit carbone de 130 \$CA la tonne. Au final, le profit atteint 28,32 \$CA le baril, démontrant que l'amélioration de l'accès au marché compense largement la hausse des coûts carbone.

La capacité pipelinière additionnelle n'augmente pas seulement les profits par baril; elle augmente aussi les profits totaux et les redevances. Le profit net augmente d'environ 473 millions \$CA pour la seule année 2035, par rapport à un scénario sans nouvelle capacité pipelinière.

Figure 5 : Hausse de la rentabilité de l’installation Christina Lake de Cenovus Energy en 2035 à la suite de la mise en œuvre du PE fédéral-albertain¹³



Kearl

Une nouvelle capacité pipelinière qui maintient le différentiel WCS-WTI à 13 \$CA le baril en 2035 procure également une hausse substantielle de rentabilité pour un projet comme la mine Kearl. Sans le PE, le profit s’établirait à 10,51 \$CA le baril, incluant des coûts carbone TIER de 0,65 \$CA le baril.¹⁴ Avec le PE, la capacité pipelinière additionnelle ajoute un montant important de 9,56 \$CA le baril, doublant presque les marges de référence, incluant une hausse de 0,55 \$CA le baril des redevances et une hausse de 0,34 \$CA le baril des coûts carbone TIER.

Nous prévoyons que Kearl demeurera dans sa phase préalable au recouvrement du capital en 2035, ce qui signifie que les hausses de revenus auront un effet plus modéré sur l’augmentation des redevances jusqu’à ce que le projet récupère son investissement. De plus, en tant que mine, ses marges d’exploitation sont plus faibles. Par

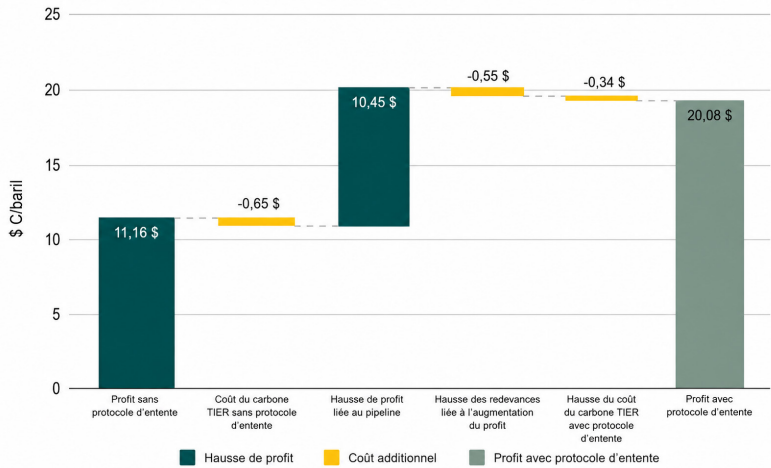
conséquent, toute hausse de revenus découlant de la réduction des différentiels WCS-WTI a un effet démesurément plus important sur la croissance de ses profits, comparativement aux installations plus anciennes et postérieures au recouvrement du capital, dont les marges sont plus élevées. Bien que cela dépasse le cadre de la présente analyse, il convient de noter que des profits plus élevés accéléreront la transition de Kearl vers un régime de redevance postérieur au recouvrement du capital, ce qui se traduira par des retombées fiscales plus importantes pour la province.

Dans l’ensemble, la mise en œuvre du PE fait passer la rentabilité à 20,08 \$CA le baril, soit une amélioration d’environ 91 % par rapport au scénario sans PE, marqué par l’élargissement des différentiels de prix WCS-WTI. Cela illustre à quel point l’amélioration de l’accès au marché est particulièrement transformatrice pour les projets à plus faible marge comme Kearl.

¹³ D’après la modélisation de Clean Prosperity (*supra*, note 10). Les estimations de coûts tiennent compte du crédit d’impôt fédéral à l’investissement pour le captage, l’utilisation et le stockage du carbone, du Programme d’incitatifs à la capture du carbone de l’Alberta, et de la déduction des coûts TIER dans le calcul des redevances postérieures au recouvrement du capital. Les coûts reflètent la limite inférieure de la fourchette modélisée, sur la base du principe voulant que le projet ne participerait à Pathways que si le coût par tonne du captage du carbone est inférieur au prix des crédits carbone. L’application de la valeur médiane des coûts produirait également des profits totaux sensiblement équivalents à ceux obtenus sans participation à Pathways. Nous supposons que Firebag capte 24 % de ses émissions annuelles (soit l’équivalent de 1,88 Mt CO₂ en 2035), en fonction de sa part, pondérée selon les émissions, du volume total de captage prévu de Pathways, et que tous les crédits carbone générés sont retirés ou vendus l’année même de leur génération (et non mis en banque).

¹⁴ Cold Lake a débuté comme un projet de stimulation cyclique à la vapeur ayant amorcé ses activités commerciales dans les années 1980. À mesure que les réservoirs vieillissent, les ratios pétrole-vapeur diminuent généralement, exigeant davantage de vapeur par baril pour maintenir la production. Les nouveaux projets utilisent la technologie SA-SAGD pour améliorer l’efficacité.

Figure 6 : Hausse de la rentabilité de la mine Kearn d’Imperial Oil en 2035 à la suite de la mise en œuvre du PE fédéral-albertain

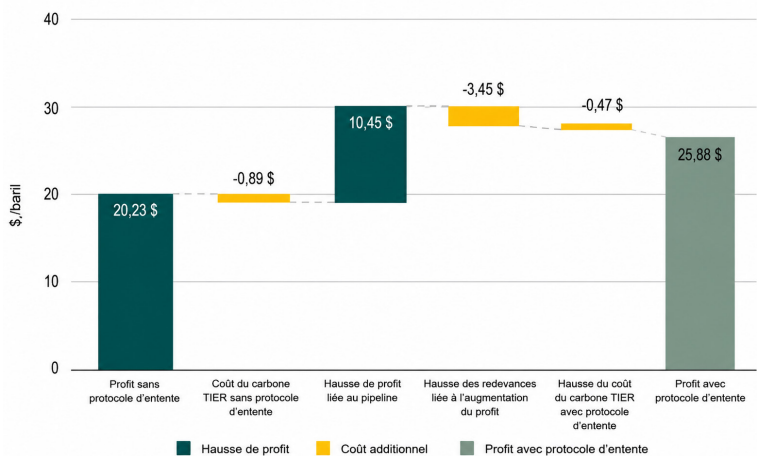


Firebag

Pour l’installation Firebag de Suncor en 2035, la capacité pipelinrière additionnelle ajoutée aux termes du PE produit une solide amélioration de la rentabilité, les gains l’emportant clairement sur les coûts carbone additionnels, quoique dans une moindre mesure que pour Christina Lake de Cenovus ou la mine Kearn d’Imperial. Le profit sans PE s’établit d’abord à 19,34 \$CA le baril, réduit en partie par des coûts carbone TIER de 0,89 \$CA le baril. L’amélioration de l’accès pipelinier procure une hausse de rentabilité de 34 % (6,54 \$CA le baril), reflétant des revenus plus élevés découlant

du resserrement des différentiels WCS-WTI. Ce gain est partiellement compensé par une hausse de 3,45 \$CA le baril des redevances, attribuable à la hausse des prix du WCS et des profits plus élevés, ainsi que par une hausse de 0,47 \$CA le baril des coûts carbone TIER. Au final, la rentabilité atteint 25,88 \$CA le baril, démontrant que pour les installations dont l’intensité d’émissions historique est stable et qui peuvent réaliser des réductions par rapport à leur référence propre à l’installation, l’amélioration de l’accès au marché demeure un moteur important de croissance des marges à long terme, malgré la hausse des coûts carbone.

Figure 7 : Hausse de la rentabilité de l’installation Firebag de Suncor en 2035 à la suite de la mise en œuvre du PE fédéral-albertain



Encadré 1 : Incidence du projet Pathways sur la rentabilité

Le projet Pathways de l’Oil Sands Alliance¹⁵ est un projet à grande échelle de captage, de transport et de stockage du carbone dans les sables bitumineux de l’Alberta. La phase 1 consiste en un système proposé de 20 milliards de dollars canadiens visant à capter jusqu’à 12 Mt de CO₂ par année provenant des installations de sables bitumineux.

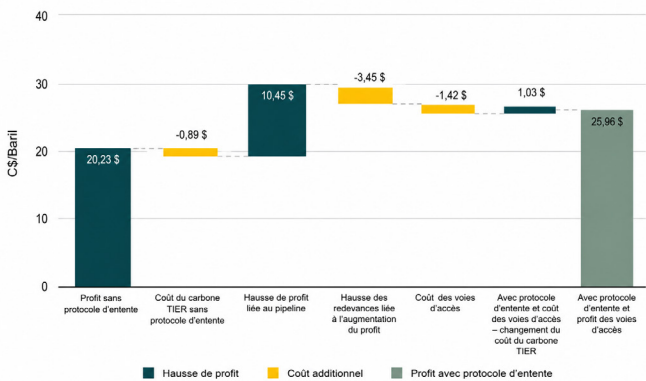
Notre analyse présentée ailleurs dans le rapport ne tient pas compte de l’incidence potentielle de la participation au projet Pathways sur la rentabilité des quatre installations de sables bitumineux étudiées, puisque le coût exact du projet variera d’une installation à l’autre. Il est prévu que les quatre installations participent à Pathways. La construction du projet Pathways constitue un engagement prévu dans l’entente de mise en œuvre entre le gouvernement fédéral et l’Alberta.

Nous avons repris notre analyse de l’installation Firebag de Suncor, en intégrant cette fois les coûts supplémentaires et la création de crédits carbone qui découleraient de la participation à Pathways.¹⁶

Dans un scénario prévoyant un protocole d’entente, un prix effectif minimal des crédits carbone de 130 \$ CA la tonne et une capacité pipelinère supplémentaire, nous estimons que la participation au projet Pathways réduirait également les coûts liés au carbone de Firebag dans le cadre du TIER. Même en tenant compte des coûts de construction et d’exploitation des infrastructures de captage du carbone, l’installation demeurerait plus rentable en 2035 grâce à la mise en œuvre du protocole d’entente qu’elle ne le serait en l’absence de celui-ci.

Selon nos estimations, le projet Firebag serait également légèrement plus rentable en assumant les coûts associés à Pathways plutôt qu’en payant l’intégralité des coûts du TIER que nous estimons. Toutefois, les résultats exacts dépendraient fortement des coûts du projet Pathways. La participation à Pathways n’aurait pas la même incidence sur toutes les installations de sables bitumineux. L’incidence sur la rentabilité d’une installation dépendra de ses émissions actuelles et futures par rapport à la valeur de référence applicable à l’installation.

Figure : Rentabilité accrue de l’installation Firebag de Suncor en 2035 à la suite de la mise en œuvre du protocole d’entente entre le gouvernement fédéral et l’Alberta et de la phase 1 de Pathways



¹⁵ Oil Sands Alliance, « Pathways Project » (dernière modification le 15 juin 2026), en ligne : <oilsandsalliance.ca/pathways-project>.

¹⁶ Les redevances sont calculées déduction faite des coûts TIER pour les projets postérieurs au recouvrement du capital. Nous déduisons la valeur actualisée nette des redevances non perçues entre 2027 et 2035, découlant de la hausse des coûts TIER sous le régime du PE, dans notre calcul de la hausse totale des redevances entre 2035 et 2050.

Cold Lake

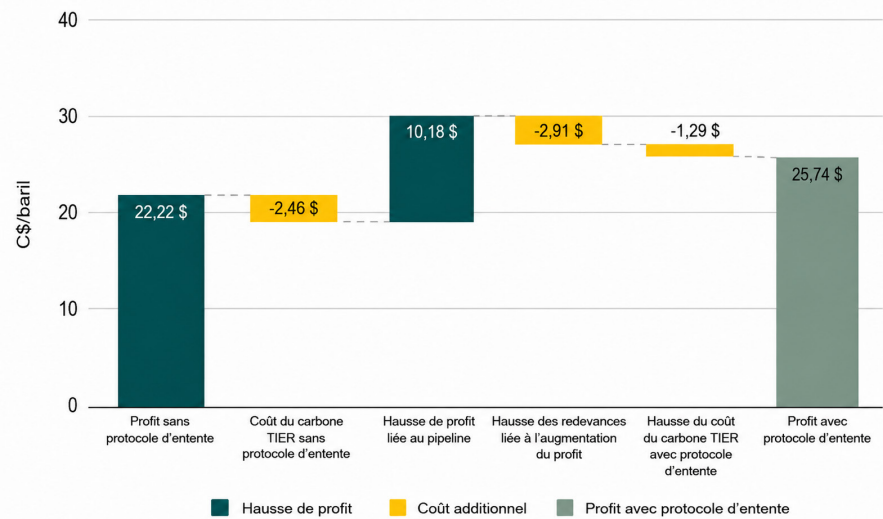
L'installation Cold Lake d'Imperial a vu son intensité d'émissions augmenter depuis ses années de référence.¹⁷ Par conséquent, nous prévoyons que l'installation supportera des coûts TIER plus élevés en 2035, comparativement aux sites ayant réduit leurs émissions depuis l'établissement de leur référence propre à l'installation. Il s'agit d'une dynamique typique sous le régime TIER, où les sites sont mis en concurrence avec leur propre performance passée.

Pour Cold Lake en 2035, la mise en œuvre du PE produit une amélioration nette de la rentabilité un peu plus modeste. Sans le PE, le profit s'établirait à 19,76 \$CA le baril, déduction faite de 2,46 \$CA de coûts carbone TIER. Le resserrement des différentiels WCS-WTI

attribuable à l'amélioration de l'accès pipelinier augmente la rentabilité de 30 % (5,98 \$CA le baril). Ce gain de prix est partiellement érodé par une hausse de 2,91 \$CA le baril des redevances, attribuable à la hausse des profits. Sous le régime du PE, Cold Lake subit la plus forte hausse de coûts carbone de notre analyse — 1,29 \$CA le baril à un prix du crédit carbone de 130 \$CA la tonne. Cela reflète le fait que l'intensité d'émissions de Cold Lake a augmenté depuis ses années de référence.

Au final, le profit de Cold Lake atteint 25,74 \$CA le baril, illustrant que les installations dont la performance d'émissions s'est détériorée au fil du temps demeurent tout de même susceptibles d'être financièrement avantagées, une fois pris en compte une réduction de 5 \$CA du différentiel WCS-WTI et la hausse des prix TIER.

Figure 8 : Hausse de la rentabilité de l'installation Cold Lake d'Imperial Oil en 2035 à la suite de la mise en œuvre du PE fédéral-albertain



¹⁷ Kearl entrera vraisemblablement dans sa période de redevance postérieure au recouvrement du capital au milieu des années 2030. Cela augmenterait la valeur actualisée nette des redevances provinciales de 2035 à 2050 d'environ 1,4 milliard \$CA (et réduirait les profits d'Imperial Oil tirés du projet).

Analyse de la valeur future

L'analyse qui précède démontre que, en 2035, la hausse de rentabilité découlant de l'amélioration de la capacité d'évacuation compense largement la hausse du coût de la tarification du carbone, pour les quatre projets représentatifs de sables bitumineux présentant des intensités d'émissions et des périodes de redevance variées.

Les avantages de rentabilité liés à la nouvelle capacité pipelinière se concrétiseront dans dix ans, mais les coûts d'une tarification du carbone plus élevée seront supportés à court terme. Ces avantages futurs et ces coûts présents constituent-ils dès maintenant une thèse d'investissement convaincante?

Une façon de répondre à cette question consiste à calculer la valeur actualisée des coûts carbone et à la comparer à la valeur actualisée de la réduction des différentiels de prix WCS-WTI découlant de la nouvelle capacité pipelinière. Nous avons établi le coût total par baril du programme TIER entre 2027 et la date de mise en service prévue en 2035 d'un nouveau pipeline d'un million de barils par jour, actualisé à la valeur présente.

Nous présentons deux versions du coût du régime TIER. La première correspond au coût total de l'ensemble du programme TIER, au prix du carbone prévu dans le PE. La seconde version présente uniquement le coût marginal de la hausse des prix du carbone par rapport au niveau actuel de 95 \$CA la tonne. Nous avons ensuite divisé ce coût par les hausses actualisées futures du profit par baril une fois le pipeline en exploitation en 2035. Cela permet d'établir une mesure du nombre d'années d'exploitation du pipeline nécessaires à chaque projet pour récupérer les coûts TIER plus élevés engagés avant la mise en service du pipeline. Cette mesure du nombre d'années de profits accrus requis d'un nouveau pipeline reflète l'incertitude inhérente au fait qu'un nouveau pipeline pourrait ne jamais entraîner un différentiel WCS-WTI plus favorable. Si c'est le cas, la durée pendant laquelle il procure ce rendement plus élevé constitue une mesure de sa valeur. Le profit net total avec le PE en place (dernière colonne du tableau 1) correspond à la valeur actualisée nette des profits annuels accrus de 2035 à 2050, si le pipeline procure une amélioration continue des prix pendant cette période, moins la valeur actualisée nette des coûts TIER additionnels au-delà de 95 \$CA la tonne entre 2027 et 2035.

Nous avons utilisé les mêmes hypothèses relatives aux coûts TIER que dans l'analyse précédente. Nous avons également calculé le profit net additionnel total actualisé après 15 ans, en supposant que le différentiel WCS-WTI demeure à 13 \$US plutôt qu'à 18 \$US, et que la production et les prix demeurent stables entre 2035 et 2050. Nous avons utilisé un taux d'actualisation de 10 % et les mêmes hypothèses relatives à la trajectoire des coûts TIER décrites ci-dessus jusqu'en 2035. Nous avons supposé que les intensités d'émissions demeuraient stables après 2035, et que les prix TIER de référence demeuraient gelés à 145 \$CA après cette date. Il importe de noter que, pour ces calculs de la valeur actualisée nette du profit total, nous supposons qu'il n'y a aucune hausse des prix du pétrole avant la mise en service d'un nouveau pipeline en 2035.

Pour des projets comme Christina Lake, Kearl ou Firebag, la hausse de rentabilité à long terme découlant de la nouvelle capacité pipelinière permet de rentabiliser la hausse des coûts à court terme d'un prix du crédit TIER de 130 \$CA la tonne en environ un an ou moins, et de rentabiliser l'ensemble des coûts TIER en un à deux ans. Chacun de ces projets connaît également une hausse globale importante de profit, en supposant que les différentiels de prix WCS-WTI demeurent contenus pendant 15 ans. Nous supposons également, aux fins de cette analyse, que l'installation Kearl demeure dans le régime de redevance préalable au recouvrement du capital. Elle passera cependant vraisemblablement à un régime postérieur au recouvrement du capital au cours de cette période, ce qui réduirait la rentabilité du projet tout en améliorant les retombées fiscales pour l'Alberta (comme nous en discutons plus loin).

Cette récupération en un an pourrait se concrétiser de plusieurs façons. Même si une hausse de la capacité pipelinière vers les États-Unis réduit les coûts de transport, un nouveau pipeline vers la côte Ouest offre une diversification de l'évacuation qui pourrait soutenir les profits des producteurs advenant une contrainte quelconque sur les exportations vers les États-Unis. La valeur d'optionnalité d'un nouveau pipeline vers l'océan Pacifique sous-tend le potentiel de rendement économique du cadre du PE.

Contrairement aux trois autres projets, l'installation Cold Lake d'Imperial fait face à des coûts TIER substantiels entre maintenant et 2035, en supposant qu'elle ne réduise que légèrement ses émissions. Ce projet ne récupère

l'ensemble de ses coûts TIER de 2027 à 2035 qu'après environ huit années de profits accrus découlant d'un nouveau pipeline, et les coûts TIER additionnels attribuables au PE en environ deux ans.

Selon la dernière colonne du tableau 1, tous les projets connaissent une hausse substantielle de profits nets grâce au PE. La valeur actualisée nette de leurs profits accrus, en supposant 15 années de différentiels WCS-WTI réduits, est nettement supérieure à la valeur actualisée

nette de la hausse des coûts TIER attribuable au PE. Les projets Christina Lake et Firebag connaissent tous deux une hausse d'environ 2,6 milliards \$CA de la valeur actualisée nette de leurs profits. Les profits de Kearl, en supposant son maintien sous le régime de redevance préalable au recouvrement du capital, augmenteraient d'une valeur actualisée nette de 4,6 milliards \$CA. Pour Cold Lake, la valeur actualisée nette de la hausse des profits est de 1,3 milliard \$CA.

Tableau 1 : Valeur actualisée nette (VAN) des coûts TIER à court terme et de la hausse de rentabilité à long terme

Projet	Coût TIER total, 2027 à 2035, VAN (C\$ million)	Coût TIER total en 2035 (C\$/baril)	Hausse du coût TIER du PE, VAN (C\$ million)	Hausse du profit par baril après PE	Production annuelle en 2035 (millions de barils)	Hausse du profit annuel, de 2035 à 2050 (C\$ million)	Profit net, 2027 à 2050, VAN (C\$ million)
Christina Lake	\$240	\$0,83	\$63	\$6,72	111	\$747	\$2 662
Kearl	\$349	\$1,01	\$92	\$9,56	133	\$1 274	\$4 559
Firebag	\$481	\$1,39	\$120	\$6,54	112	\$730	\$2 546
Cold Lake	\$989	\$3,84	\$232	\$5,98	69	\$411	\$1 268
Total des quatre projets	\$2 060	\$1,52	\$507	\$7,44	425	\$3 162	\$11 034

Note : Les montants par baril sont des totaux pondérés par la production.

Une considération additionnelle pour la province de l'Alberta concerne la hausse de la valeur future des redevances. Le tableau 2 (ci-dessous) présente la hausse des redevances par baril découlant de la mise en œuvre du PE, ainsi que la hausse des redevances totales versées entre 2035 et 2050. Nous supposons que les niveaux de production de 2035 demeurent stables jusqu'en 2050.

Tous les projets connaissent une hausse importante des redevances totales versées à la province. Compte tenu de leur statut de redevance actuel, ces quatre projets combinés

verseraient environ 950 millions \$CA de plus en redevances à la province si le différentiel WCS-WTI est réduit de 5 \$US le baril. La valeur actualisée nette de la hausse des redevances de ces quatre projets entre 2035 et 2050 s'établit entre environ 3,2 milliards \$CA et 4,6 milliards \$CA. Les entreprises propriétaires de ces projets verseraient vraisemblablement aussi davantage d'impôts sur le revenu des sociétés aux gouvernements provincial et fédéral, bien que cela dépasse le cadre de notre analyse au niveau des projets.

Tableau 2 : Hausse des redevances découlant de la hausse de rentabilité, 2027-2050

Projet	Hausse totale des redevances, 2035-2050 (C\$/baril)	Hausse annuelle des redevances, 2035-2050 (C\$ million)	Hausse des redevances, 2035-2050, VAN (C\$ million)
Christina Lake	\$3,31	\$368	\$1 312
Kearl	\$0,55	\$73	\$233
Firebag	\$3,22	\$360	\$1 254
Cold Lake	\$2,27	\$156	\$456
Total des quatre projets	\$2,25	\$957	\$3 254

Note : Les montants par baril sont des totaux pondérés par la production.

CONCLUSION

L'analyse démontre que les gains de rentabilité découlant de l'obtention d'une nouvelle capacité pipelinère — laquelle réduit sensiblement le différentiel de prix WCS-WTI — l'emportent sur la hausse des coûts de conformité associée au renforcement du marché albertain du carbone TIER en vue d'atteindre un prix de marché de 130 \$CA la tonne d'ici 2035. Même pour les installations de sables bitumineux à fortes émissions, l'amélioration de l'accès au marché demeure le facteur dominant, se traduisant par une hausse potentielle des profits nets qui appuie solidement le grand compromis énoncé dans le PE fédéral-albertain. Une voie ambitieuse vers la décarbonation peut être conjuguée à une croissance stratégique de l'accès aux marchés pour le secteur des sables bitumineux, et financièrement soutenue par celle-ci. ■

LA CRISE DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ PROPRE AU CANADA

*Marc Brouillette**

APERÇU

Au moment où le pays s'engage dans la stratégie nationale pour une économie électrifiée récemment annoncée par le gouvernement fédéral,¹ les provinces canadiennes s'exposent à des risques de pénurie d'approvisionnement. Les objectifs de la stratégie nationale comprennent le doublement du réseau électrique du Canada pour soutenir la croissance économique et accélérer l'électrification de l'économie. Le doublement de la demande d'électricité est désormais largement admis par les décideurs publics, comme en témoigne l'Entente sur le corridor énergétique national, pilotée par l'Ontario, qui repose sur des hypothèses de croissance sans précédent, rapide et soutenue de la demande d'électricité partout au Canada.² Les décideurs publics reconnaissent que l'expansion d'un réseau électrique fiable doit être planifiée de manière abordable. Les analyses donnent à penser que la croissance de la demande d'électricité découlant de la combinaison de l'électrification et de la croissance économique fera plus que doubler, et potentiellement plus que tripler, la demande actuelle d'électricité dans certaines provinces, à mesure que le Canada s'efforce de décarboner son économie.

Malheureusement, malgré les déclarations de politique sur la nécessité de répondre à cette croissance accrue, les organismes provinciaux de planification des réseaux électriques, qui sont responsables de tracer le développement des infrastructures, ne planifient généralement que le quart de cette croissance de la demande. À partir du cas de l'Ontario, on constate que, en raison d'hypothèses prudentes de croissance de la demande d'électricité, les risques de pénurie d'approvisionnement en électricité surviendront vraisemblablement avant que les infrastructures d'énergie propre puissent être pleinement développées. En conséquence, les risques de pénurie d'approvisionnement pourraient persister pendant des décennies et entraîner une dépendance croissante à l'égard d'une production supplémentaire alimentée au gaz naturel, avec les émissions qui l'accompagnent. Ces circonstances soulèvent plusieurs questions pour les décideurs publics, à savoir quelle croissance de la demande d'électricité il convient de planifier compte tenu de leurs objectifs de croissance économique, d'électrification et de réduction des émissions, et comment cette croissance peut commander la priorisation du développement des infrastructures à l'appui de ces objectifs.

* Marc Brouillette est consultant principal et fondateur de Strategic Policy Economics. Marc est titulaire d'un BASC en ingénierie de conception de systèmes de l'Université de Waterloo et d'une maîtrise en administration des affaires (avec distinction) de la Schulich School of Business.

¹ Ressources naturelles Canada, *Propulser un Canada fort : Une stratégie nationale pour une économie canadienne électrifiée* (mai 2026), en ligne : <ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/infrastructure-electricite/propulser-canada-fort-strategie-nationale-economie-canadienne-electrifiee>.

² Ontario, ministère de l'Énergie et des Mines, communiqué, « Ontario Secures Groundbreaking National Energy Corridor Agreement » (4 mars 2026), en ligne : *Ontario Newsroom* <news.ontario.ca/en/release/1007115/ontario-secures-groundbreaking-national-energy-corridor-agreement>.

1. Contexte : bâtir un Canada fort suppose plus d'électricité pour électrifier et faire croître l'économie

La stratégie que le gouvernement fédéral vient de publier, la *Stratégie nationale pour une économie canadienne électrifiée*, reconnaît que la disponibilité d'une électricité abordable et fiable constitue un impératif stratégique pour les ambitions fédérales canadiennes.³ La stratégie reconnaît que « [l]e monde évolue rapidement » et que « [l]es grandes économies prennent des mesures décisives pour renforcer leurs réseaux électriques ».⁴ Elle affirme que « [l]'accès à une électricité abondante, abordable et fiable est plus que jamais essentiel à la compétitivité, à la sécurité énergétique et à la souveraineté économique » et que cet accès « contribue également à des avancées essentielles vers les objectifs climatiques ».⁵ Ces impératifs sont également reconnus par les provinces.⁶ Le récent plan énergétique intégré de l'Ontario, *L'énergie pour les générations à venir*, vise à faire de l'Ontario l'économie la plus forte du G7 : « [l]'énergie est le moteur de la croissance économique et de l'emploi en Ontario. [...] Les choix que nous faisons aujourd'hui dans notre politique énergétique sont les clés de notre succès pour les générations à venir ».⁷ De plus, l'*Entente sur le corridor énergétique national*⁸ pilotée par l'Ontario repose sur des hypothèses

de croissance sans précédent, rapide et soutenue de la demande d'électricité partout au Canada.⁹ La stratégie fédérale renvoie à des estimations selon lesquelles « la demande émergente d'électricité **nécessitera au minimum de doubler**, sinon plus, l'infrastructure des réseaux électriques d'ici 2050 ».¹⁰

La croissance anticipée de la demande d'électricité est importante, bien comprise et observée partout dans le monde à mesure qu'émergent de nouvelles sources de demande : l'électrification de l'économie, l'expansion industrielle, la prolifération des centres de données et le développement des minéraux critiques.¹¹ Or, les réseaux électriques subissent déjà des tensions. La North American Electric Reliability Corporation (NERC) signale des insuffisances critiques de fiabilité dans tout le nord-est du continent, y compris au Canada.¹² Des services publics vulnérables partout en Amérique du Nord investissent massivement pour agrandir leurs réseaux. Afin d'atténuer les risques d'approvisionnement et les risques de coûts pour les consommateurs, les décideurs publics interviennent. Les environnementalistes s'inquiètent de la grande quantité de nouvelle production alimentée au gaz naturel qui est proposée.¹³ Au Canada, le Québec a épuisé sa capacité d'exportation d'hydroélectricité et, comme

³ *Supra* note 1.

⁴ *Ibid.*

⁵ *Ibid.*

⁶ Colin Anderson, « Ontario's economic future hinges on energy investment », *iPolitics* (17 mars 2026), en ligne : <ipolitics.ca/2026/03/17/ontarios-economic-future-hinges-on-energy-investment>.

⁷ Ontario, ministère de l'Énergie et des Mines, *L'énergie pour les générations à venir : le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7* (Toronto, Imprimeur du Roi pour l'Ontario, 2025) à la p 4, en ligne (pdf) : <ontario.ca/files/2025-06/mem-energy-for-generations-fr-2025-06-20.pdf>.

⁸ *Supra* note 2.

⁹ *Ibid.*

¹⁰ *Supra* note 1 [emphasis dans l'original].

¹¹ Strategic Policy Economics, *Outlook for Nuclear Energy in Canada 2025* (Ottawa, Canadian Nuclear Association, 16 septembre 2025), en ligne : <cna.ca/publication/outlook-for-nuclear-energy-in-canada-2025/outlook-for-nuclear-energy-in-canada-report-september-16>.

¹² Alessia Simona Maratta, « Canada's power grid is under pressure amid rising demand, watchdog warns », *Global News* (7 février 2026), en ligne : <globalnews.ca/news/11657048/canada-power-grid-under-pressure-rising-demand-watchdog-warns/>; Robert Walton, « NERC forecasts peak demand to rise 24 % on new data center loads », *Utility Dive* (30 janvier 2026), en ligne : <utilitydive.com/news/nerc-10-year-peak-demand-forecast-jumps-24-on-new-data-center-loads/810955>.

¹³ Voir Meris Lutz, « Utilities' spending spree continues, according to their Q4 2025 reports », *Utility Dive* (4 mars 2026), en ligne : <utilitydive.com/news/q4-2025-earnings-roundup-utilities-tout-load-growth/813742/>; voir aussi Brandon Owens et Morgan Bazilian, « As data centers go off-grid, utilities face new cost and planning risks », *Utility Dive* (17 mars 2026), en ligne : <utilitydive.com/news/as-data-centers-go-off-grid-utilities-face-new-cost-and-planning-risks/811944>.

la Colombie-Britannique, refuse de grandes charges intérieures.¹⁴

Comprendre le lien entre les ambitions de croissance économique et un réseau électrique fiable exige d'examiner la croissance émergente de la demande et la manière dont le réseau électrique est planifié en réponse.

2. Les effets de l'électrification de l'économie

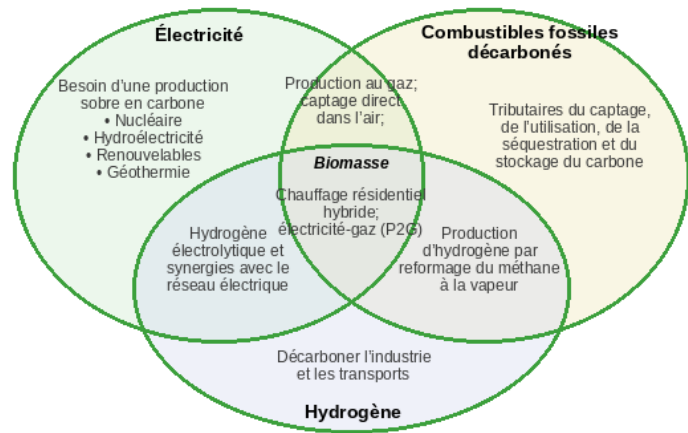
L'électrification est l'une des trois approches de décarbonation de l'économie, motivée par l'objectif premier de réduire les émissions de carbone découlant de la consommation de combustibles fossiles, comme l'illustre la figure 1.

2.1. Les approches de décarbonation de l'économie

Les émissions de carbone proviennent de l'ensemble de l'économie canadienne : les

transports, pour les véhicules légers et lourds (22 %), les bâtiments (12 %), l'industrie (pétrole et gaz, 30 %; industrie lourde, 11 %) et le reste (agriculture, 10 %; électricité, 7,2 %; déchets et autres sources diverses restantes, 6,9 %).¹⁵ La composition varie selon les provinces. Par exemple, les émissions du secteur pétrolier et gazier se concentrent en Alberta et en Saskatchewan. Les émissions de carbone liées à l'électricité proviennent principalement de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Nouvelle-Écosse. L'Ontario est la province qui émet le plus pour le chauffage des bâtiments, en raison de sa taille, tandis que le Québec et le Nouveau-Brunswick ont déjà électrifié une grande partie du chauffage de leurs bâtiments. Les options de décarbonation varient donc d'une province à l'autre, mais comprennent trois grandes approches [figure 1] :

Figure 1 : Le trio énergétique de l'avenir¹⁶



¹⁴ Voir Chris Bonasia, « Cold Snap Exposed Limits of Quebec-New England Power Deal », *The Energy Mix* (11 février 2026), en ligne : <theenergymix.com/cold-snap-exposed-limits-of-quebec-new-england-power-deal/>; Tristin Hopper, « FIRST READING: How Canada squandered its most valuable national asset », *National Post* (9 février 2026), en ligne : <ca.news.yahoo.com/first-reading-canada-squandered-most-123725662.html>; Nelson Bennett, « Why B.C. is rewriting energy rules to decide who gets power and who doesn't », *Business in Vancouver* (21 novembre 2025), en ligne : <biv.com/news/resources-agriculture/why-bc-is-rewriting-energy-rules-to-decide-who-gets-power-and-who-doesnt-11508107>.

¹⁵ Environnement et Changement climatique Canada, « Executive Summary of the Report: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada: 2026 » (14 avril 2026), en ligne : <canada.ca/en/environnement-climate-change/services/climate-change/greenhouse-gas-emissions/sources-sinks-executive-summary-2026.html>.

¹⁶ Marc Brouillette, *Toward a National Energy Vision: Canada's Low-Carbon Energy Infrastructure Opportunity in a Global Net Zero Future*, CCRC Commentary (Toronto, Council for Clean & Reliable Energy, décembre 2021), en ligne : <thinkingenergy.ca/commentaries/ccrc-commentary-toward-a-national-energy-vision-canadas-low-carbon-energy-infrastructure-opportunity-in-a-global-net-zero-future>.

La décarbonation des combustibles fossiles suppose le captage ou l'élimination des émissions ainsi que le recours à des combustibles biosourcés ou à d'autres combustibles synthétiques. De fait, deux approches de réduction du carbone pourraient permettre l'utilisation continue de combustibles fossiles dans un monde carboneutre. La première, le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CUSC), extrait le carbone au point où il est émis par des installations de grande envergure, comme les centrales au gaz, puis l'incorpore dans un produit statique (utilisation) ou le séquestre (stockage), souvent dans des formations géologiques.

La seconde approche de réduction du carbone, le captage direct dans l'air, absorbe le dioxyde de carbone de l'air ambiant afin de traiter les émetteurs diffus, comme le chauffage résidentiel. Les technologies de captage direct dans l'air en sont à leurs premiers stades de développement, n'ont pas encore été démontrées à grande échelle et reposent sur les mêmes capacités d'utilisation et de stockage.¹⁷ Compte tenu de la diversité régionale des ressources énergétiques et des capacités de stockage, le rôle potentiel du CUSC variera vraisemblablement à travers le Canada.

Parallèlement, la biomasse renouvelable issue de la foresterie, de l'agriculture et des flux de déchets peut servir à produire de l'électricité, à soutenir des applications de cogénération, à produire de l'hydrogène et à fabriquer des biocarburants.

L'hydrogène peut servir à de nombreuses applications énergétiques dans les bâtiments, les transports et l'industrie.¹⁸ L'hydrogène est généralement produit par électrolyse de l'eau, par reformage du méthane à la vapeur à partir du gaz naturel ou à partir de la biomasse. Toutefois, pour que l'hydrogène contribue à réduire les émissions de carbone, il doit être produit à partir de sources faiblement émettrices, ce qui suppose le déploiement du CUSC pour la production d'hydrogène d'origine fossile ou issue de la biomasse.

L'électrification consiste à délaisser les combustibles fossiles et constitue une voie vers des réductions importantes des émissions de carbone dans les bâtiments, les transports et l'industrie.¹⁹ Les thermopompes électriques peuvent chauffer efficacement les bâtiments et l'eau. Des applications industrielles s'électrifient ou passent à l'hydrogène.²⁰ Cela place la production d'électricité au centre du débat énergétique. L'électricité n'est pas une source d'énergie : elle doit être fabriquée à partir d'autres énergies primaires : le vent, l'énergie du soleil, la force de l'eau en chute ou en mouvement, les combustibles fossiles, l'uranium et la combustion de biomatériaux ou de déchets.

Le potentiel énergétique futur de chaque élément de ce trio dépend des choix régionaux, de la compétitivité des coûts locaux et des objectifs d'exportation.

¹⁷ Agence internationale de l'énergie, *Direct Air Capture 2022: A key technology for net zero* (Paris, AIE, 2022), en ligne : <iea.org/reports/direct-air-capture-2022>.

¹⁸ Marc Brouillette, *Toward a National Energy Vision: Canada's Low-Carbon Energy Infrastructure Opportunity in a Global Net Zero Future*, CCRC Commentary (Council for Clean & Reliable Energy, 2021), en ligne : <thinkingenergy.ca>. Voir Green Ribbon Panel, *Clean Air, Climate Change and Practical, Innovative Solutions: Policy Enabled Competitive Advantages Tuned for Growth* (2020), en ligne : <greenribbonpanel.com/reports-and-publications>.

¹⁹ Les principales sources d'émissions au Canada se trouvent dans les bâtiments, les transports et l'industrie : voir Canadian Institute for Climate Choices, *Canada's Net Zero Future: Finding our way in the global transition* (2021), en ligne : <climateinstitute.ca/reports/canadas-net-zero-future>.

²⁰ Voir Algoma Steel, communiqué, « Government of Canada Endorses Algoma Steel's Transformation Plan for Green Steel: Commitment of up to \$420 Million » (5 juillet 2021), en ligne : <algoma.com/news/government-of-canada-endorses-algoma-steels-transformation-plan-for-green-steel-commitment-of-up-to-420-million>; ArcelorMittal, communiqué, « ArcelorMittal and the Government of Canada announce investment of CAD\$1.765 billion in decarbonisation technologies in Canada » (30 juillet 2021), en ligne : <corporate.arcelormittal.com/media/news/regulatory-news/arcelormittal-and-the-government-of-canada-announce-investment-of-cad-1765-billion-in-decarbonisation-technologies-in-canada>; S. Julio Friedmann, Zhiyuan Fan et Ke Tang, *Low-Carbon Heat Solutions for Heavy Industry: Sources, Options, and Costs Today* (New York, Center on Global Energy Policy, Columbia University, 2019), en ligne : <energy.columbia.edu/publications/low-carbon-heat-solutions-heavy-industry-sources-options-and-costs-today>.

2.2. Les effets largement admis de l'électrification supposent beaucoup plus d'électricité

L'électrification peut réduire les émissions dans les secteurs suivants :

- a. **Bâtiments** : principalement des thermopompes résidentielles et commerciales pour le chauffage des locaux et de l'eau, en remplacement du gaz naturel, mais aussi du mazout et du propane;
- b. **Transports** : principalement des véhicules électriques (VE) en remplacement des véhicules légers et de tourisme à essence, ainsi que des options électriques et à hydrogène en remplacement du diesel dans le transport terrestre de marchandises et les véhicules lourds; et
- c. **Industrie** : principalement par l'électrification des procédés industriels et de la chaleur de procédé, ainsi que par l'électrification du refroidissement

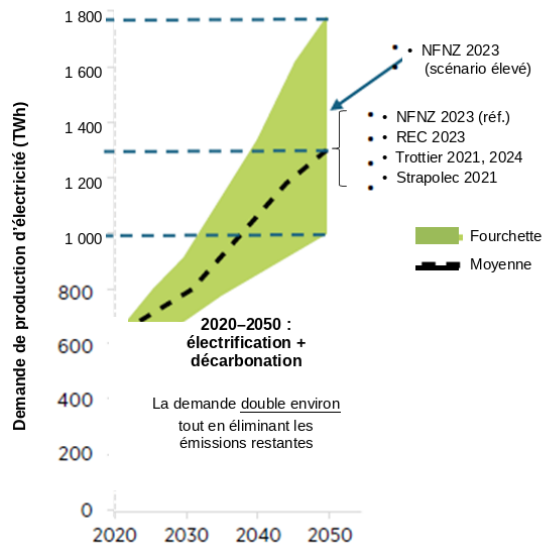
des procédés, des entraînements de machines et des équipements mobiles, en remplacement du gaz naturel ainsi que de l'essence et du diesel. L'hydrogène pourrait constituer l'une des rares options viables dans certains secteurs à hautes températures difficiles à décarboner.

Les effets du rôle de l'électrification dans l'atteinte d'une économie carboneutre sont connus depuis une décennie²¹ et les estimations récurrentes de tiers quant à la demande d'électricité canadienne totale à long terme demeurent relativement stables. Le doublement de la demande d'électricité canadienne du seul fait de l'électrification a été relevé tant par Ressources naturelles Canada (RNCAN) que par Environnement et Changement climatique Canada (ECCC).²² Le rapport de 2024 du Conseil consultatif canadien de l'électricité (CCCE) préparé pour RNCAN a alimenté ces attentes et présenté une fourchette d'estimations disponibles de la demande liée à l'électrification de l'économie, en pointant vers un doublement de la demande, comme l'illustre la figure 2.

²¹ Independent Electricity System Operator, *Ontario Planning Outlook: A Technical Report on the Electricity System Prepared by the IESO* (Toronto, IESO, 1^{er} septembre 2016), en ligne (pdf) : <www.rds.oeb.ca/CMWebDrawer/Record/544592/File/document>; Council of the Great Lakes Region, *Ontario's Long-Term Energy Plan: Understanding Carbon Emissions, the Role of Nuclear, and Electricity Trade with Quebec* (décembre 2016), en ligne (pdf) : <councilgreatlakesregion.org/wp-content/uploads/2016/12/Ontarios-long-term-energy-plan.pdf>.

²² Environnement et Changement climatique Canada, communiqué, « Accelerating Canada's clean power advantage » (9 novembre 2025), en ligne : <canada.ca/en/environment-climate-change/news/2025/11/accelerating-canadas-clean-power-advantage.html>; Ressources naturelles Canada, *Powering Canada's Future: A Clean Electricity Strategy* (2024), en ligne : <natural-resources.canada.ca/energy-sources/powering-canada-s-future-clean-electricity-strategy>.

Figure 2 : Prévisions de demande d'électrification évaluées par le CCCE et l'ANC (économie carboneutre)²³



Un rapport de 2025 de l'Association nucléaire canadienne (ANC) a évalué les sources citées par le rapport du CCCE, ainsi que d'autres sources disponibles ou plus récentes, et observé une convergence remarquablement étroite de la demande d'électricité, entre 1 250 TWh et 1 400 TWh.²⁴ Cette fourchette concorde avec une prévision ontarienne indépendante de 2021²⁵ et avec la récente prévision de la Régie de l'énergie du Canada, soit 1 323 TWh.²⁶ Dans la suite du présent article, le point médian de cette convergence est appelé l'opinion consensuelle (*Consensus Opinion*) sur les effets de l'électrification.

La convergence de ces prévisions de la croissance totale de la demande d'électricité au Canada est

remarquable, car ces rapports reposent sur des hypothèses substantiellement différentes quant au rôle des diverses options de décarbonation de l'économie : l'hydrogène électrolytique, les biocarburants, le captage et la séquestration du carbone. Ils envisagent toutefois tous une réduction importante de la production des sables bitumineux d'ici 2050, hypothèse qui peut désormais paraître discutable.

Fait important, ce doublement de la demande d'électricité canadienne totale à long terme prévu par les études qui précèdent ne tient pas compte des ambitions provinciales et fédérales de développement économique, comme « Bâtir un Canada fort ».²⁷

²³ Canada Electricity Advisory Council, *Powering Canada: A Blueprint for Success: Final Report* (Ottawa, Ressources naturelles Canada, mai 2024), en ligne (pdf) : <natural-resources.canada.ca/sites/nrcan/files/energy/pdf/Canada-Electricity-Advisory-Council-Final-Report-2024.pdf>.

²⁴ *Supra* note 11.

²⁵ Green Ribbon Panel, *Submission for the Ministry of Energy, Northern Development and Mines Review of Ontario's Long-Term Energy Planning Framework* (27 avril 2021), en ligne (pdf) : <cro.ontario.ca/public/public_uploads/2021-04/Green%20Ribbon%20Panel%20Submission.pdf>; Marc Brouillette, *Toward a National Energy Vision: Case Study: Electricity System Implications for Ontario and Quebec*, CCCE Commentary (Council for Clean & Reliable Energy, 30 juin 2022), en ligne : <thinkingenergy.ca/commentaries/toward-a-national-energy-vision-case-study-electricity-system-implications-for-ontario-and-quebec>.

²⁶ Régie de l'énergie du Canada, *Avenir énergétique du Canada en 2026 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050* (Calgary, Régie de l'énergie du Canada, 2026), DOI : <10.35002/57gd-q723>.

²⁷ Canada, ministère des Finances, *Le budget de 2025 : Un Canada fort — Notre plan : Bâtir un Canada fort* (4 novembre 2025), en ligne : <budget.canada.ca/2025/report-rapport/intro-fr.html>.

3. Alimenter la croissance économique du Canada

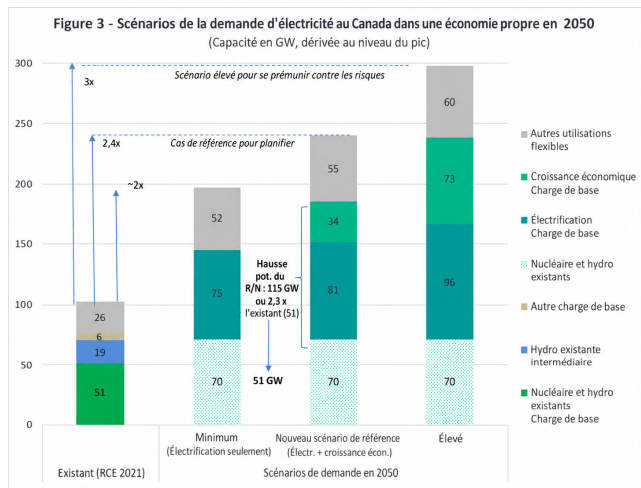
Partout au Canada, les gouvernements poursuivent des objectifs ambitieux de développement économique. Ces objectifs sont distincts des effets de l'électrification visant une économie carboneutre et comprennent :

- le développement et le raffinage des minéraux critiques;
- le réoutillage du secteur automobile vers les véhicules électriques (VE);
- la prolifération des centres de données et la stratégie du Canada en matière d'intelligence artificielle;
- les exportations d'électricité, y compris la production d'hydrogène destinée à l'exportation; et
- la croissance démographique et l'immigration.

Outre l'évaluation des études d'électrification mentionnée précédemment, l'étude de l'ANC a aussi examiné les prévisions provinciales

de croissance de la demande d'électricité découlant des facteurs de développement économique susmentionnés et en a compilé une prévision pour le Canada. Les résultats, présentés à la figure 3, comportent un scénario de demande *minimale*, qui pourrait résulter de la seule électrification ou d'une combinaison d'électrification et de développement économique réduits, un scénario de demande *élevée*, qui englobe des trajectoires d'électrification plus poussées et le développement économique, et un scénario *nouvelle référence*, proposé comme scénario de demande recommandé pour fonder la planification des réseaux électriques. La majeure partie de la demande prévue devrait prendre la forme d'une demande de base. La demande issue de la croissance industrielle pourrait entraîner plus de 50 % de demande supplémentaire de capacité de base par rapport à celle relevée pour la seule électrification. La figure 3 indique que la demande de capacité de production pourrait croître d'un facteur de 2,4 à 3, et non simplement doubler comme l'évoquent les décideurs publics. La prise en compte des effets combinés de la croissance industrielle et de l'électrification est une nécessité pour la planification des réseaux.

Figure 3 : Scénarios de demande d’électricité 2050 pour une économie canadienne propre²⁸
(Capacité en GW, déclassée en pointe)



4. Le décalage entre les plans provinciaux et la croissance émergente

En général, la plupart des provinces canadiennes ne planifient pas encore les effets combinés de l’électrification et de la croissance industrielle et économique sur leurs réseaux électriques respectifs. Un récent rapport intitulé *Forecasting Canada’s Electricity Future Demand Growth, Key Drivers, and Implications for Provincial Planning* a examiné les prévisions provinciales de demande d’électricité utilisées pour la planification.²⁹ Les résultats sont reproduits à la figure 4, qui met en contraste les prévisions provinciales de planification (lignes foncées) et la fourchette des prévisions de demande d’électricité qui pourraient résulter des trajectoires d’électrification dans chaque province selon divers rapports publiés (zones ombrées). Ces trajectoires représentent diverses façons de mettre en œuvre le trio de stratégies de décarbonation décrit plus haut. Les prévisions provinciales de planification tendent à exclure une électrification importante, tandis

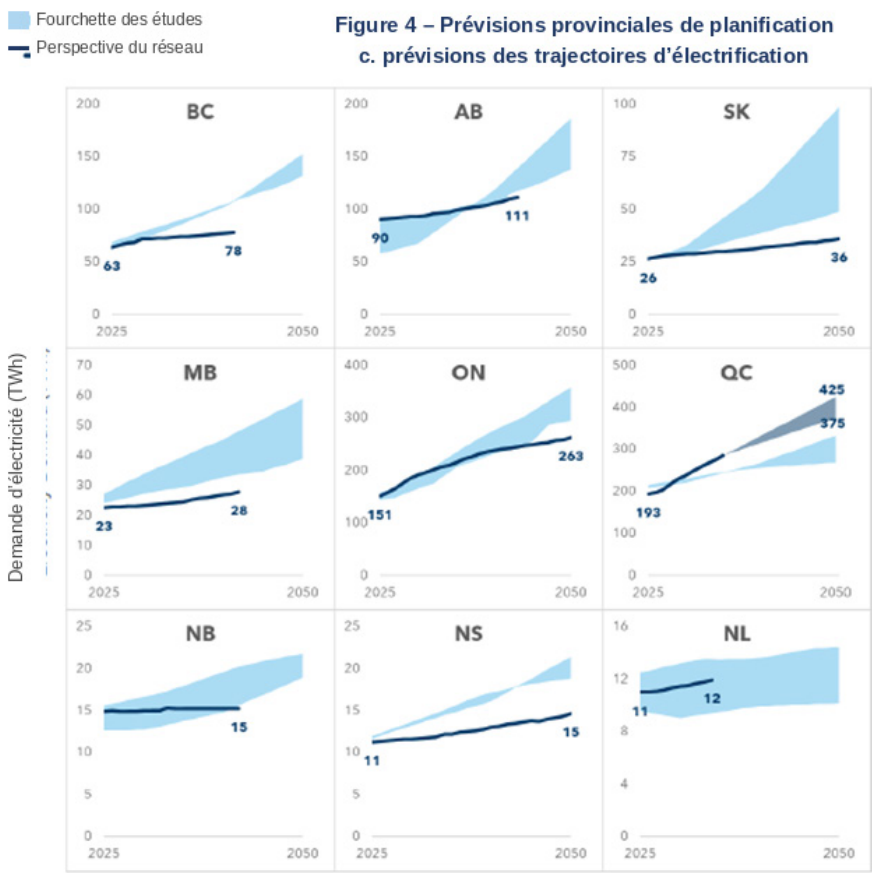
que les sources utilisées pour caractériser les trajectoires d’électrification tendent à exclure le développement industriel et, dans certains cas, comme celui de l’Ontario, peuvent ne pas refléter tous les effets de l’atteinte d’une économie carboneutre illustrés à la figure 2.

À l’exception du Québec, la figure 4 montre que les organismes provinciaux de planification au Canada ne se préparent pas encore à la croissance de la demande d’électricité découlant à la fois de la croissance industrielle et de l’électrification. Le Québec planifie une croissance de la demande qui dépasse les hypothèses d’électrification, reconnaissant que la planification du réseau électrique doit refléter la demande d’électricité découlant tant de l’électrification que des aspirations de croissance économique et industrielle. Terre-Neuve-et-Labrador suit le milieu de la fourchette, principalement en raison des hypothèses retenues quant à l’exportation d’hydrogène vert.

²⁸ Strategic Policy Economics, *Outlook for Nuclear Energy in Canada 2025* (Ottawa, Canadian Nuclear Association, 16 septembre 2025), en ligne : Canadian Nuclear Association; analyse de Strapollec. La demande présentée à la figure 3 se répartit en deux grandes catégories : (1) la demande de base (*baseload demand*), présente 24 heures sur 24, 365 jours par année, et particulièrement adaptée à un approvisionnement de base nucléaire et hydroélectrique; et (2) la demande variable (*variable demand*), qui reflète les fluctuations quotidiennes, hebdomadaires et saisonnières de la demande ainsi que les besoins de pointe et de capacité de réserve. Cette dernière nécessite des ressources pilotables et flexibles, notamment l’hydroélectricité, la production alimentée au gaz naturel ou une combinaison de ressources comprenant les énergies renouvelables, le stockage, l’hydroélectricité et le gaz naturel.

²⁹ The Transition Accelerator, *Forecasting Canada’s Electricity Future: Demand Growth, Key Drivers, and Implications for Provincial Planning*, par Dunsky Energy + Climate Advisors (novembre 2025), en ligne (pdf) : <transitionaccelerator.ca/wp-content/uploads/2025/11/Forecasting-Canadas-Electricity-Future-Report-Final-November-2025.pdf>.

Figure 4 : Prévisions provinciales de planification c. prévisions des trajectoires d'électrification³⁰



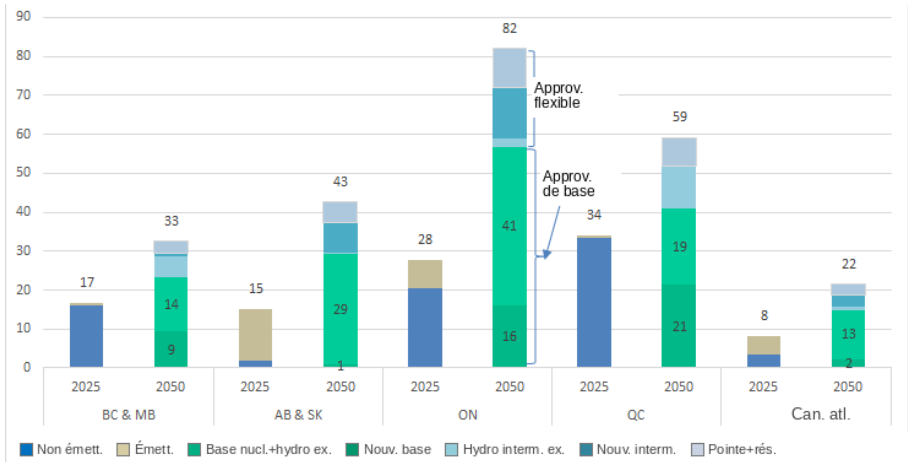
Les répercussions combinées de l'électrification et de la croissance industrielle sur la capacité de pointe nécessaire du réseau électrique de chaque province sont présentées à la figure 5. Ce graphique met en contraste la capacité existante à travers le Canada et le besoin de capacité de pointe du scénario de demande New Reference décrit plus haut à la figure 3. Les couleurs correspondent aux types

de demande : la demande de capacité de base, en nuances de vert, qui constitue le principal secteur de croissance; la demande d'approvisionnement flexible, en nuances de bleu, pour les besoins intermédiaires, de pointe et de réserve. La croissance du besoin de production d'électricité flexible tient principalement au caractère saisonnier de l'électrification du chauffage des bâtiments.³¹

³⁰ The Transition Accelerator, *Forecasting Canada's Electricity Future: Demand Growth, Key Drivers, and Implications for Provincial Planning*, par Dunskey Energy + Climate Advisors (novembre 2025), figure 8 : « Electricity Demand by Province, 2025–2050, system outlooks and pathway studies ».

³¹ Marc Brouillette, *Electrification Pathways for Ontario to Reduce Emissions: Procuring Ontario's Energy Future* (Strategic Policy Economics, août 2021), en ligne : <strapolec.ca/publications>.

Figure 5 : Prévvision illustrative de la demande de capacité propre³²
(GW déclassé en pointe, scénario de référence, flexible c. base par province)



La croissance de la demande varie sensiblement selon les provinces. Cette variation tient à la composition industrielle, au chauffage résidentiel électrique existant et aux actifs non émetteurs existants de chaque province. L'ampleur de cette variation montre que les observations agrégées de la croissance de la demande à l'échelle nationale ne sont pas utiles pour éclairer les décisions de planification. Le plus que doublement de la demande nationale évoqué précédemment implique un triplement de la demande en Ontario et en Alberta, et une croissance moindre dans les provinces riches en hydroélectricité comme le Québec, la Colombie-Britannique et le Manitoba.

Les options canadiennes de production pilotable et faiblement émettrice sont limitées. Le nucléaire et l'hydroélectricité offrent des solutions viables, quoique chacune se heurte à l'obstacle de longs délais de développement. Les énergies renouvelables non pilotables, comme l'éolien et le solaire, exigeront des technologies de raffermissement, telles que le stockage ou une production d'appoint alimentée au gaz naturel, pour assurer la fiabilité.

5. Étude de cas de l'Ontario : la demande sera bien supérieure à ce que suggèrent les Annual Planning Outlooks

Un examen plus poussé des hypothèses de planification du réseau électrique de l'Ontario illustre les conséquences de ces décalages de planification.

Comme dans les autres provinces, les planificateurs de l'Ontario ont tardé à répondre aux attentes émergentes en matière de demande. Le plan énergétique intégré du gouvernement de l'Ontario, *L'énergie pour les générations à venir* (E4G), promet « to ensure Ontario's energy system remains affordable, reliable, secure, and clean – not just today, but for decades to come ». ³³ La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (SIERE) est chargée d'élaborer les prévisions de demande qui guident le développement du réseau électrique ontarien. La SIERE produit un Annual Planning Outlook (APO, perspectives annuelles de planification) qui présente la prévision de demande du scénario de référence ainsi que les activités de développement du réseau que la SIERE entreprendra pour répondre à cette demande. Or, s'appuyer sur le scénario de référence de l'APO crée un risque d'approvisionnement important compte tenu de l'ampleur des besoins émergents, des délais

³² Strategic Policy Economics, *Outlook for Nuclear Energy in Canada 2025* (Canadian Nuclear Association, 16 septembre 2025); analyse de Strapolec.

³³ *Supra* note 7 à la p 150.

de développement en cause et des options limitées d’approvisionnement en électricité. Une planification d’urgence visant le développement d’une capacité de base et d’un approvisionnement flexible plus importants pourrait atténuer les pénuries et les coûts manifestes qui, autrement, entraveront l’économie ontarienne pendant des générations.

5.1. La lenteur de la SIERE ontarienne à répondre à la croissance émergente de la demande

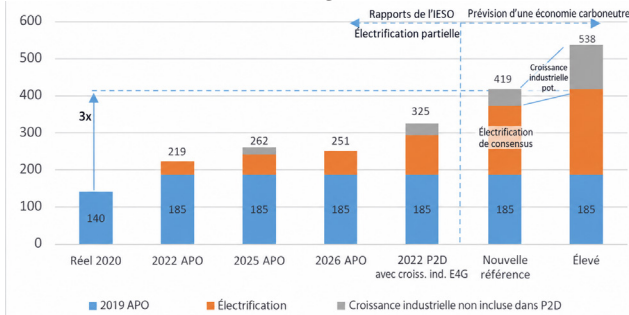
L’APO 2026 de la SIERE prévoit une croissance de la demande de 65 % d’ici 2050.³⁴ Cette prévision sous-tend les activités de planification et d’approvisionnement de la SIERE. Pourtant, les analyses mentionnées plus haut donnent à penser qu’une croissance de la demande près de trois fois supérieure refléterait mieux les ambitions du plan *L’énergie pour les générations à venir*. Cet écart illustre le risque que la croissance de la demande devance le développement de l’approvisionnement.

Cet écart de planification ne découle pas d’une méconnaissance des options technologiques de décarbonation par la SIERE. Celle-ci a

publié le rapport *Pathways to Decarbonization* (P2D) en 2022³⁵ pour illustrer les effets d’une décarbonation fondée sur l’électrification. La SIERE a plutôt exclu, en toute transparence, de nombreuses hypothèses d’électrification de l’ensemble de ses APO. La SIERE a délibérément fait ces choix de planification, comme le lui permet son mandat, selon son interprétation des politiques énergétiques et électriques du gouvernement de l’Ontario.

Il est à noter que, dans chaque APO successif depuis 2019, la SIERE a progressivement ajouté des éléments de demande liée à l’électrification, comme l’illustre la figure 6. Toutefois, dans le scénario de référence du dernier APO de 2026, les hypothèses d’électrification sont inférieures à celles de l’APO de 2025 et demeurent en deçà de l’opinion consensuelle (*Consensus Opinion*) des études canadiennes examinée à la figure 2, telle que reprise par le scénario *New Reference* à la figure 6. Les APO de la SIERE continuent d’exclure pour l’essentiel l’électrification du chauffage des bâtiments, de l’industrie et du transport lourd. Même le P2D de 2022 exclut l’électrification de l’industrie et du transport lourd.

Figure 6 : Prévisions SIERE c. économie carboneutre en croissance³⁶
(Demande d’énergie, TWh, 2050)



³⁴ Independent Electricity System Operator, *2026 Annual Planning Outlook* (Toronto, IESO, mars 2026), en ligne (pdf) : <ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/apo/2026/2026-Annual-Planning-Outlook.pdf>.

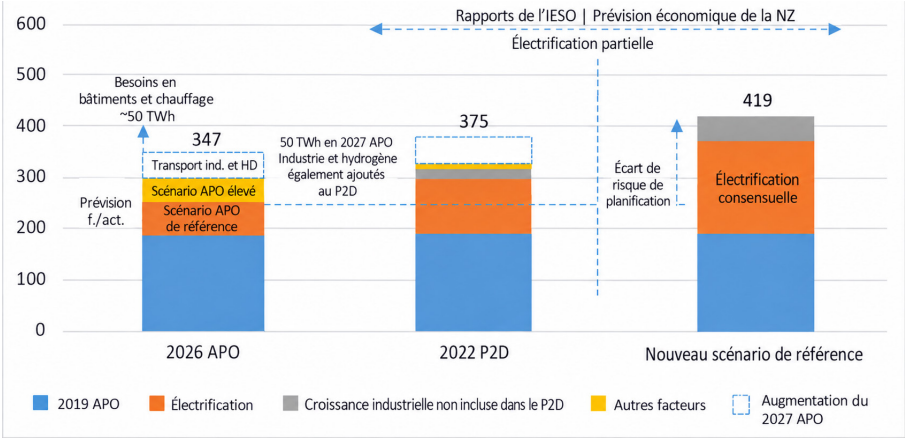
³⁵ Independent Electricity System Operator, *Pathways to Decarbonization* (Toronto, IESO, 15 décembre 2022), en ligne (pdf) : <ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/gas-phase-out/Pathways-to-Decarbonization.pdf>.

³⁶ Independent Electricity System Operator, *Annual Planning Outlooks* (2019–2026) et *Pathways to Decarbonization* (15 décembre 2022); Ontario, ministère de l’Énergie et des Mines, *L’énergie pour les générations à venir : le plan intégré de l’Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7* (12 juin 2025); Strategic Policy Economics (analyse Strapolec). Les séries des APO de 2019 et de 2022 sont extrapolées jusqu’à 2050 selon le taux de croissance annuel composé des dernières années des prévisions respectives de la SIERE; les horizons de prévision publiés de la SIERE se terminent en 2040 et en 2043, respectivement. Les valeurs des APO correspondent à la prévision de référence de la SIERE utilisée pour la planification du réseau. Le scénario de référence de l’APO de 2026 intègre les charges industrielles et de développement économique connues, mais prévoit une croissance globale de la demande inférieure à celle de l’APO de 2025 (65 % contre 75 % jusqu’en 2050). *L’énergie pour les générations à venir* présente les perspectives de demande de l’APO et des trajectoires du P2D de la SIERE, et intègre des considérations plus larges de développement économique. Toute extension ou tout ajustement de ces prévisions publiées, y compris les estimations relatives au moment de l’électrification complète de l’économie au-delà de 2050, relève de Strategic Policy Economics (analyse Strapolec).

L'examen des hypothèses sous-jacentes aux prévisions de demande à l'horizon 2050 des APO et du P2D de la SIERE révèle une plus grande convergence des effets de l'électrification entre les hypothèses de la SIERE et le scénario *New Reference*, comme l'illustre la figure 7. Le plus récent APO de 2026 a aussi présenté un scénario élevé à titre illustratif afin de couvrir certaines éventualités, à la demande du gouvernement.³⁷ C'est ce scénario *High* que le gouvernement de l'Ontario invoque à l'appui de l'Entente sur le corridor énergétique national.³⁸ La SIERE a en outre laissé entendre

que l'APO de 2027 pourrait intégrer des hypothèses additionnelles d'électrification partielle de l'industrie et de l'hydrogène.³⁹ Rien n'indique quand la SIERE pourrait intégrer l'électrification du chauffage des bâtiments dans ses prévisions. L'ajout de ces hypothèses additionnelles d'électrification partielle de l'industrie et de l'hydrogène à la prévision du P2D, qui inclut le chauffage des bâtiments, donne une nouvelle demande totale qui commence à se rapprocher du scénario *New Reference* d'une économie carboneutre illustré à la figure 7.

Figure 7 : Comparaison des moteurs des prévisions de demande 2050⁴⁰
(TWh, APO 2026 c. P2D c. New reference)



³⁷ *Supra* note 34.

³⁸ *Supra* note 2.

³⁹ Independent Electricity System Operator, *Annual Planning Outlook (APO): 2026 Demand Forecasts & 2027 Demand Scenario* (Toronto, IESO, 18 novembre 2025), en ligne (pdf) : <ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/engage/apo/apo-20251118-presentation.pdf>.

⁴⁰ Independent Electricity System Operator, *2025 Annual Planning Outlook* (avril 2025), *2026 Annual Planning Outlook* (mars 2026) et *Pathways to Decarbonization* (15 décembre 2022); Ontario, ministère de l'Énergie et des Mines, *L'énergie pour les générations à venir : le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7* (12 juin 2025); analyse de Strapolec.

Il demeure toutefois que les activités actuelles de planification des approvisionnements de la SIERE et ses énoncés sur la suffisance de l'offre reposent sur le scénario de demande de référence de l'APO de 2026. Le scénario de référence de l'APO ne capte que 25 % de l'opinion consensuelle sur l'électrification et les autres facteurs de croissance.

La prévision de faible croissance de l'Annual Planning Outlook suppose qu'une grande partie de l'électrification surviendra au-delà d'un horizon de 25 ans, y compris l'adoption complète des VE et la majeure partie de l'électrification de l'industrie, du transport lourd et du chauffage des bâtiments. La SIERE a adopté une approche prudente de prévision de la demande afin de réduire au minimum les risques de sous-construction. Or, devant l'importante croissance potentielle de la demande liée à l'électrification et à l'expansion industrielle et économique, qui sont au cœur des politiques des gouvernements provincial et fédéral, la question des risques de sous-construction que ces choix pourraient faire peser sur la suffisance de l'approvisionnement de l'Ontario, à mesure que l'économie évoluera au cours des 25 prochaines années, mérite désormais d'être posée.

5.2. Des pénuries d'approvisionnement émergent et mettent en péril les ambitions du gouvernement, malgré ses initiatives

Le plan directeur de développement économique de l'Ontario, exposé dans le *2026 Ontario Budget: A Plan to Protect Ontario*, vise à bâtir une économie du G7 concurrentielle, résiliente et autosuffisante.⁴¹ Il énonce plusieurs initiatives fondamentales, dont l'expansion de l'automobile et des VE ainsi que les minéraux critiques. Ce sont des objectifs de long terme. Le budget de l'Ontario reflète le plan *L'énergie pour les générations à venir* et a été publié en même temps que l'*Entente sur le corridor énergétique national* lancée par le gouvernement de l'Ontario.

En revanche, l'analyse des hypothèses de l'APO révèle une concentration sur la croissance économique à court terme, avec peu de croissance industrielle présumée au-delà de 2030. Si l'attente d'une hausse de 65 % de la demande dans l'APO de 2026 reflète la demande accrue d'électricité des centres de données,⁴² la SIERE a réduit les provisions de développement économique de l'APO de 2025 pour la plupart des autres secteurs, comme l'automobile.

Les récents énoncés stratégiques du gouvernement de l'Ontario retiennent la croissance de 90 % qu'implique le scénario de demande élevée (High) de l'APO de 2026. Or, la SIERE n'utilise pas ce scénario de demande élevée aux fins de la planification des ressources; de plus, ce scénario ne comporte aucune provision pour le développement des minéraux critiques et du Cercle de feu, pour la croissance démographique plus forte qui accompagnerait l'accession de l'Ontario au rang d'économie du G7 à la croissance la plus rapide, ni pour le projet de train à grande vitesse vers Montréal.⁴³

L'Ontario a dévoilé un programme audacieux de développement nucléaire

Fait notable, indépendamment de la SIERE, le gouvernement de l'Ontario a établi un plan et va de l'avant avec un programme nucléaire à long terme. L'Ontario compte actuellement trois sites nucléaires, dont deux exploités par Ontario Power Generation (OPG) et un par Bruce Power, et de nombreuses initiatives actuelles et futures y sont menées, comme le résume le tableau 1. Le plan *L'énergie pour les générations à venir* soutient les petits réacteurs modulaires (PRM), la réfection de Pickering, Bruce C et Wesleyville, en grande partie sur la foi des 17 GW de nouveau nucléaire relevés par le P2D de 2022. Le gouvernement parraine aussi l'évaluation des sites Nanticoke et Lambton d'OPG en vue d'autres perspectives nucléaires.

⁴¹ Ontario, ministère des Finances, *2026 Ontario Budget: A Plan to Protect Ontario* (Toronto, Imprimeur du Roi pour l'Ontario, 26 mars 2026), en ligne (pdf) : <budget.ontario.ca/2026/pdf/2026-ontario-budget-en.pdf>.

⁴² MaRS Staff, « Sharing the Load: How Collaborative Data Centre Expansion Could Lead to a Better Grid » (10 mars 2026), en ligne : *MaRS Discovery District* <marsdd.com/research-and-insights/data-centres-sharing-the-load>.

⁴³ The Globe and Mail, « Ontario Advances National Partnership and Energy Expansion Strategy » (22 avril 2026), en ligne : <theglobeandmail.com/business/adv/article-ontario-advances-national-partnership-and-energy-expansion-strategy>.

Tableau 1 : Initiatives nucléaires relevées dans le plan L'énergie pour les générations à venir⁴⁴

Installation	Exploitant/ Emplacement	Initiative	Description/capacité	État et échéancier
Centrale nucléaire de Darlington	OPG Clarington	Réfection de Darlington	Réfection de 4 grands réacteurs CANDU – 3 500 MW	Achevée; prolonge l'exploitation de la centrale jusqu'à la fin de 2055.
Centrale nucléaire de Bruce	Bruce Power Kincardine	Réfection de Bruce	Réfection de grands réacteurs CANDU (tranches 3 à 8) – 7 000 MW	En cours, jusqu'en 2033; assure la production jusque dans les années 2060.
Centrale nucléaire de Pickering	OPG Pickering	Réfection de Pickering	Réfection de 4 réacteurs CANDU – 2 200 MW	Phase de planification en cours en vue de prolonger la durée d'exploitation de 30 ans.
Projet de nouveau nucléaire de Darlington	OPG Clarington	Projet de PRM de Darlington	Premier petit réacteur modulaire du G7 raccordé au réseau (GE Vernova Hitachi BWRX-300). La directive gouvernementale prévoit 3 tranches additionnelles – 1 200 MW	Construction en cours. Premier PRM entièrement construit d'ici 2030. Capacité totale des PRM de Darlington : 1 200 MW
Centrale nucléaire de Bruce	Bruce Power Kincardine	Bruce C (nouvelle construction)	Construction d'un nouveau réacteur nucléaire de grande taille – jusqu'à 4 800 MW	Évaluation d'impact fédérale en cours. Première nouvelle construction nucléaire de grande taille en Ontario depuis 1993.
Wesleyville	OPG Port Hope/ Clarington	Nouveau nucléaire	OPG évalue de nouveaux réacteurs de grande taille – jusqu'à 10 000 MW	Phase de planification de l'évaluation d'impact
Nanticoke	OPG Nanticoke	Nouveau nucléaire	À déterminer	À l'étude
Lambton	OPG Sarnia	Nouveau nucléaire	À déterminer	À l'étude

⁴⁴ Ontario, ministère de l'Énergie et des Mines, *L'énergie pour les générations à venir : le plan intégré de l'Ontario pour alimenter la plus forte économie du G7* (Toronto, Imprimeur du Roi pour l'Ontario, 12 juin 2025), en ligne : <ontario.ca/fr/page/lenergie-pour-les-generations-venir>; analyse de Strapolec.

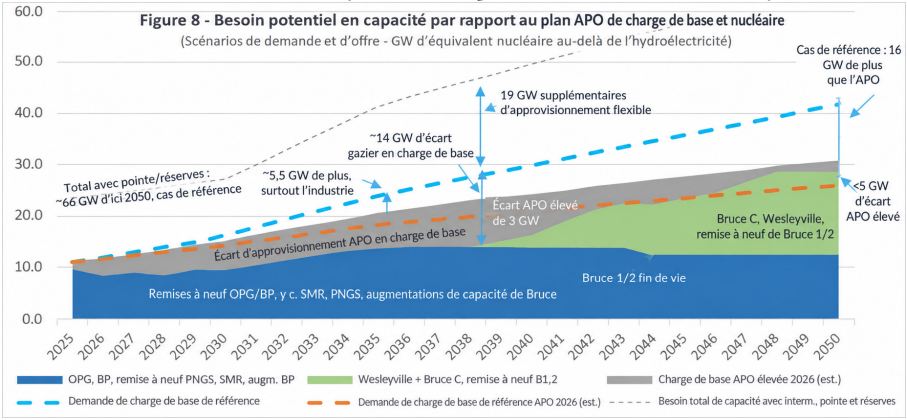
Or, ces ressources planifiées ne suffisent pas. À mesure que les prévisions de demande du scénario *New Reference* se matérialiseront, il deviendra de plus en plus évident que les longs délais de développement entraîneront des pénuries d’approvisionnement en électricité. La figure 8 illustre une chronologie de la croissance possible de la demande et des initiatives de capacité de production nucléaire recensées au tableau 1 (en vert). La ligne rougeâtre correspond au scénario de référence de l’APO 2026 de la SIERE pour la demande de base. Le haut de la zone grise correspond à la demande de base du scénario élevé de l’APO de 2026. La ligne bleue en tirets est la demande du scénario *New Reference*, qui reflète la demande industrielle à court terme de l’APO de 2025 et une croissance de l’électrification extrapolée linéairement à partir de la demande de 2035 de l’APO de 2025. La ligne pointillée gris pâle correspond à la capacité totale déclassée en pointe qui pourrait être nécessaire, reflétant le besoin d’approvisionnement flexible.

La demande de base du scénario *New Reference* montre comment celle-ci peut dépasser

sensiblement la planification de l’APO, non seulement dans une économie électrifiée à long terme, mais aussi du fait de la croissance industrielle des dix prochaines années.

La demande de base projetée à long terme pourrait excéder de 15 à 20 GW la capacité nucléaire additionnelle recensée. De plus, les échéanciers du développement nucléaire laissent, à moyen terme, des risques de sous-approvisionnement qui seront difficiles à corriger et qui pourraient perdurer pendant de nombreuses décennies. La zone grise montre la part de la capacité de base nécessaire pour répondre à la demande du scénario élevé de l’APO de 2026 qui devrait vraisemblablement provenir d’une production de base alimentée au gaz naturel, potentiellement combinée à des énergies renouvelables et à du stockage. L’écart entre la zone grise et la ligne bleue en tirets correspond à la production supplémentaire alimentée au gaz naturel qui pourrait être nécessaire pour répondre à la demande du scénario *New Reference*.

Figure 8 : Besoin de capacité potentiel c. base APO et plan nucléaire⁴⁵
(Scénarios de demande et d’offre – GW d’équivalent nucléaire au-delà de l’hydro)



⁴⁵ Les données de la SIERE tirées du 2025 Annual Planning Outlook (avril 2025) et du 2026 Annual Planning Outlook (mars 2026); Ontario, ministère de l'Énergie et des Mines, *L'énergie pour les générations à venir* (12 juin 2025); analyse de Strapollec.

L'écart entre la demande de base à court terme et les nouvelles initiatives de capacité nucléaire recensées est grand, et l'écart à long terme l'est davantage, représentant des multiples de la capacité actuelle du réseau. Comme les contrats de toute la capacité de production non nucléaire et non hydroélectrique de l'Ontario viendront à échéance dans les années 2030, l'Ontario pourrait devoir se procurer 14 GW supplémentaires d'approvisionnement de base pour 2038, ainsi que 19 GW d'approvisionnement flexible, soit 60 % de la capacité totale d'approvisionnement nécessaire du réseau au cours de la prochaine décennie.

La prévision de demande prudemment basse de l'APO fait courir des risques aux décideurs publics

A. Freiner la croissance de la demande pourrait n'être ni souhaité ni possible

Les risques de pénurie d'approvisionnement relevés reflètent un rythme présumé de croissance de la demande. Le gouvernement de l'Ontario pourrait être réticent à abandonner les objectifs économiques à court terme de son plan *L'énergie pour les générations à venir*, puisqu'il privilégie la croissance économique la plus vigoureuse. À l'inverse, décourager l'électrification à moyen et à long terme pourrait atténuer certaines pénuries d'approvisionnement, comme le suppose l'APO, mais pourrait créer des risques politiques liés à la sensibilité des Ontariens aux impératifs climatiques mondiaux. En outre, la demande issue de l'électrification pourrait augmenter indépendamment des politiques, l'adoption organique de l'électrification induite par l'innovation pouvant progresser même sans intervention publique, à mesure que les innovations en matière de VE et de thermopompes s'accélèrent à l'échelle mondiale. La guerre en Iran est d'ailleurs largement considérée comme un point de bascule de la transition mondiale vers l'énergie propre, l'adoption des innovations s'en trouvant stimulée pour des raisons de sécurité énergétique.⁴⁶

B. Le programme nucléaire pourrait être contesté

La figure 8 montre que les initiatives nucléaires du plan *L'énergie pour les générations à venir* dépassent la demande de base de l'APO de 2026. Si le scénario de référence de l'APO de 2026 doit servir de fondement officiel à la planification, le programme nucléaire du gouvernement pourrait alors être perçu comme trop ambitieux — de près de 5 GW en 2050 (p ex, Bruce C ou une partie de Wesleyville ne seraient pas nécessaires) — et le programme nucléaire pourrait être contesté.

C. Davantage de gaz naturel, et ses émissions, pourrait être inévitable

L'écart entre la demande et l'approvisionnement confirmé présenté à la figure 8 illustre comment la croissance de la demande pourrait survenir avant que la nouvelle capacité nucléaire ou hydroélectrique planifiée puisse être construite, ce qui entraînerait une augmentation substantielle du parc ontarien de production au gaz au cours des 10 à 15 prochaines années. À supposer que la croissance de la demande liée à l'électrification se poursuive, l'Ontario dépendra alors vraisemblablement, pendant des décennies, de l'énergie d'une nouvelle production alimentée au gaz naturel, la demande continuant de devancer la disponibilité d'un approvisionnement en électricité comparable. La croissance des émissions qui en découlerait pourrait créer un risque politique additionnel.

5.3. Des plans d'urgence s'imposent pour relever des défis de développement où le temps presse

S'appuyer uniquement sur le scénario de référence de l'APO pour l'acquisition de nouvelle production crée un risque de développement important, compte tenu de l'ampleur potentielle du besoin d'approvisionnement supplémentaire en électricité, des longs délais de développement en cause et des options limitées d'approvisionnement. L'APO de 2026 n'offre aucun plan d'urgence, même pour les 2 à 3 GW de capacité de base supplémentaires qui seraient nécessaires pour répondre à la demande du scénario élevé de l'APO en 2035, sans parler

⁴⁶ Kathryn Krawczyk, « The Iran war sparked a shift toward clean energy. Will it last? », *Canary Media* (18 juin 2026), en ligne : <canarymedia.com/articles/clean-energy/iran-war-clean-energy>.

de la demande du scénario *New Reference*, qui est le scénario de planification recommandé dans le présent article.

Une planification d’urgence est justifiée pour déterminer comment une demande plus élevée pourrait être satisfaite, tant pour les approvisionnements de base que pour les solutions d’approvisionnement flexible dont la production peut suivre les variations horaires, quotidiennes, hebdomadaires et saisonnières de la demande.

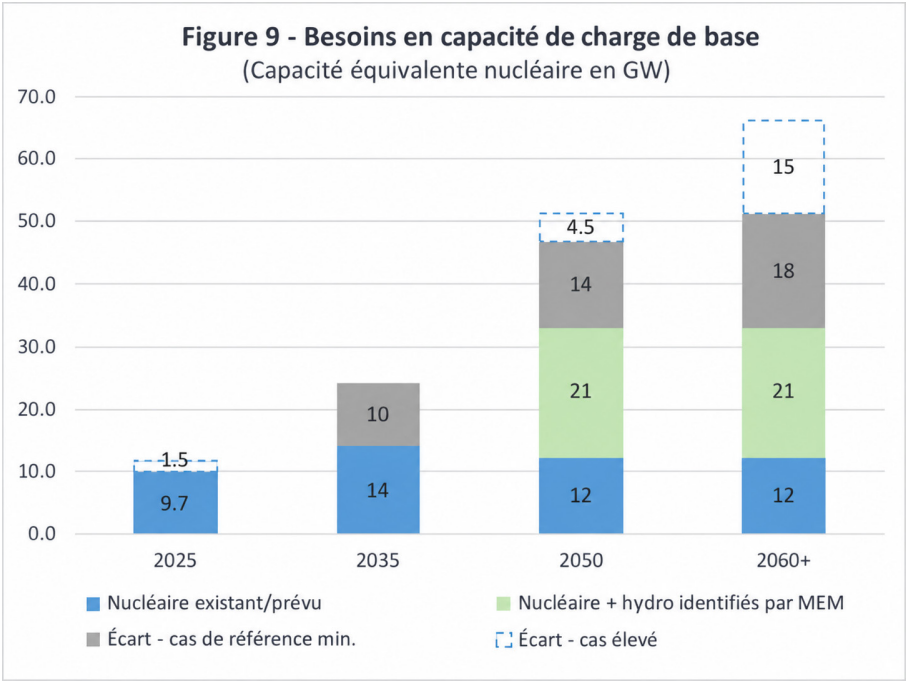
Le défi du développement des infrastructures consiste à doubler tous les approvisionnements planifiés

La capacité d’approvisionnement de base en 2035 accuse un déficit de 10 GW par rapport aux besoins de l’objectif de développement économique du plan *L’énergie pour les générations*

à venir, comme l’illustre la figure 9. Cet écart de demande de base non desservie atteint 14 GW d’ici 2050 et pourrait croître jusqu’à 19 GW dans le scénario de demande élevée. Après 2050, l’écart pourrait atteindre 33 GW au-delà des programmes nucléaires et hydroélectriques de 21 GW actuellement envisagés.

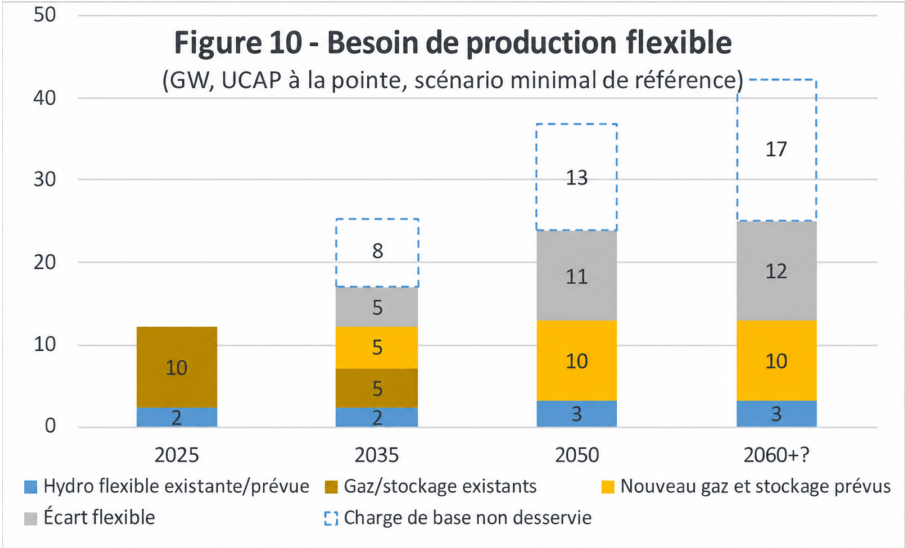
Comme le montre la figure 10, garantir un approvisionnement flexible suffisant est tout aussi difficile, avec un déficit projeté de 5 GW d’ici 2035. Si l’approvisionnement flexible doit combler la demande de base non desservie, le déficit d’approvisionnement flexible de 2035 pourrait atteindre 13 GW, un volume que la stratégie d’acquisition de la SIERE ne prévoit pas actuellement. Même si l’approvisionnement de base à long terme est réglé de façon satisfaisante, l’Ontario pourrait avoir besoin de 12 GW additionnels d’approvisionnement flexible au-delà de ce que l’APO envisage.

Figure 9 : Besoins de capacité de base⁴⁷
(Capacité en GW d’équivalent nucléaire)



⁴⁷ La figure 9 exprime la capacité nominale en équivalent nucléaire. Independent Electricity System Operator, 2025 Annual Planning Outlook: Capacity Expansion Scenario, Costs, and Emissions (avril 2025); analyse de Strapolec.

Figure 10 : Besoin de production flexible⁴⁸
(GW, UCAP en pointe, scénario de référence minimum)



Construire des centrales au gaz naturel n’est plus la voie de la facilité

Le recours au gaz naturel comme combustible de prédilection pour atténuer les risques de fiabilité à court terme tire peut-être à sa fin :

a) *Le Règlement sur l’électricité propre (RÉP) du Canada interdit l’exploitation significative de toute nouvelle production au gaz naturel sans dispositif de réduction des émissions après 2035.* La récente stratégie nationale fédérale sur l’électricité indique que le RÉP conservera l’objectif à long terme d’un réseau carboneutre d’ici 2050, mais qu’il sera modifié pour introduire plus de souplesse de conformité afin de prévenir les actifs délaissés et d’assurer la fiabilité du réseau. Des détails importants demeurent toutefois flous pour la nouvelle production qui devra entrer en service à la fin des années 2030 et dans les années 2040. Malgré cela, tant que les détails ne seront pas

réglés pour toutes les provinces, les risques opérationnels qu’implique le RÉP pourraient freiner les nouveaux investissements dans la production alimentée au gaz naturel. L’Ontario pourrait ne pas disposer de solutions de production flexible économiques, même avec des déploiements importants d’énergies renouvelables et de captage du carbone, lesquels ne sont d’ailleurs pas planifiés à l’heure actuelle. Par ailleurs, sans avaliser le RÉP, la SIERE a affirmé que l’APO de 2025 offre une trajectoire vers un réseau sans émissions d’ici 2050.⁴⁹ Toutefois, sous la croissance de la demande du scénario *New Reference* relevée ici, ni le RÉP ni les approches d’acquisition de l’APO 2025 de la SIERE n’offrent de trajectoire viable vers un réseau carboneutre d’ici 2050.⁵⁰

b) *Les goulots d’étranglement émergents des chaînes d’approvisionnement pourraient entraver les ambitions du plan L’énergie pour les générations à venir.* Le monde a pris la

⁴⁸ La figure 10 exprime l’UCAP, soit la capacité déclassée disponible aux périodes de pointe; le parc gaz/stockage existant illustré en 2025 comprend toutes les autres ressources; *ibid.*

⁴⁹ Independent Electricity System Operator, *2025 Annual Planning Outlook* (Toronto, IESO, avril 2025), en ligne (pdf) : <ieso.ca/-/media/Files/IESO/Document-Library/planning-forecasts/apo/2025/2025-Annual-Planning-Outlook.pdf>.

⁵⁰ Marc Brouillette, *Patchworking Canada’s Energy Transition: Accelerating through Evidence-based Decision Making* (exposé de contexte présenté à la table ronde des chefs de file de l’énergie du CCRE, Orangeville (Ontario), 26 octobre 2023), en ligne (pdf) : <thinkingenergy.ca/wp-content/uploads/2023/10/Patchworking-Canadas-Energy-Transition-Marc-Brouillette-Strategic-Policy-Economics-October-26-2023.pdf>.

mesure des conséquences d'une croissance importante de la demande d'électricité, y compris la présence d'acteurs non traditionnels, comme les centres de données d'IA, qui se disputent la construction de centrales au gaz.⁵¹ Les États-Unis assument le besoin d'une nouvelle production importante. Des intérêts commerciaux s'assurent des contrats auprès des fournisseurs de turbines, mais font face à des délais d'attente de 5 à 7 ans.⁵² Malgré les investissements des fournisseurs de turbines dans l'augmentation de leur capacité de fabrication, les carnets de commandes demeurent chargés et certains coûts pourraient tripler.⁵³

c) *La capacité d'atténuer autrement le besoin ontarien de capacité flexible pour 2035 est faible.* Les nouvelles énergies renouvelables et le stockage peuvent réduire sporadiquement les émissions, mais ne peuvent réduire sensiblement la capacité de production au gaz nécessaire. Même un stockage de 24 heures ne réduit que modestement les besoins de capacité au gaz.⁵⁴

d) *Les contraintes de la chaîne d'approvisionnement des turbines débordent sur les projets nucléaires.* Bien que de conception différente, les turbines à vapeur pour le nucléaire sont fabriquées par les mêmes chaînes d'approvisionnement mondiales : Siemens, Mitsubishi, GE Vernova et Hitachi. De nombreux pays font avancer des plans nucléaires — par exemple, les États-Unis ont annoncé 80 milliards de dollars américains d'investissements pour de nouveaux réacteurs Westinghouse et près de 18 milliards de dollars pour renforcer la chaîne d'approvisionnement nucléaire américaine.⁵⁵

La planification d'urgence mettra en lumière les risques pour les décideurs publics

Le maintien de la propension de la SIERE à des prévisions de demande prudentes retardera vraisemblablement les décisions sur les nouveaux projets et les choix technologiques, reléguant l'Ontario plus loin dans les carnets de commandes des chaînes d'approvisionnement, augmentant les coûts futurs et minant la capacité de garantir les options d'approvisionnement en électricité nécessaires pour soutenir ou atteindre les objectifs de croissance de la province. Des scénarios possibles de demande plus élevée devraient être élaborés en toute transparence et appariés à des scénarios possibles de solutions d'approvisionnement, avec une présentation claire des risques d'échéancier et des incidences de coûts.

6. Conclusion — les enseignements pour la stratégie nationale du Canada en matière d'électricité

Les moteurs de la demande d'électricité au Canada, qu'il s'agisse de l'électrification pour réduire les émissions ou des ambitions de croissance économique des décideurs publics, sont manifestes et se concrétisent rapidement. Or, les pleines conséquences de cette importante croissance de la demande ne se reflètent pas dans la planification et les initiatives fédérales et provinciales relatives aux réseaux électriques. Il en résulte des risques de pénurie d'approvisionnement à l'échelle du pays, le développement demeurant en attente d'orientations politiques. Le report de ces orientations retarde les décisions de planification et d'acquisition au-delà des échéanciers nécessaires pour développer les

⁵¹ Daniel Raimi et al, *Global Energy Outlook 2026: How the World Lost the Goal of 1.5°C* (Washington, DC, Resources for the Future, 7 avril 2026), en ligne : <rff.org/publications/reports/global-energy-outlook-2026>.

⁵² Gavin Maguire, « US-driven gas turbine crunch may speed global clean power uptake », *Reuters* (3 février 2026), en ligne : <reuters.com/markets/commodities/us-driven-gas-turbine-crunch-may-speed-global-clean-power-up-take-2026-02-03>; Bobby Noble, « 5-year waits and rising costs: How demand is redefining the gas turbine market », *Utility Dive* (23 mars 2026), en ligne : <utilitydive.com/news/5-year-waits-and-rising-costs-how-demand-is-redefining-the-gas-turbine-mar/813385>; Jared Anderson, « US gas-fired turbine wait times as much as seven years; costs up sharply », *S&P Global Commodity Insights* (20 mai 2025), en ligne : <spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/electric-power/052025-us-gas-fired-turbine-wait-times-as-much-as-seven-years-costs-up-sharply>.

⁵³ Wood Mackenzie, communiqué, « Gas Turbine Prices Soar 195 % as Market Faces Supply-Demand Crisis » (1^{er} avril 2026), en ligne : <woodmac.com/press-releases/gas-turbine-prices-soar-195-as-market-faces-supply-demand-crisis>.

⁵⁴ *Supra* note 50.

⁵⁵ Mark Shenk, « Westinghouse Megadeal Set to Revitalize Nuclear Supply Chain », *Reuters* (26 janvier 2026), en ligne : <reuters.com/business/energy/westinghouse-megadeal-set-revitalize-nuclear-supply-chain--recii-2026-01-26>; « US Federal Loan to Jumpstart AP1000 Reactor Supply Chain », *World Nuclear News* (24 juin 2026), en ligne : <world-nuclear-news.org/articles/us-federal-loan-to-jumpstart-ap1000-reactor-supply-chain>.

infrastructures requises afin de répondre à la demande anticipée. Ces risques ont été illustrés par l'étude de cas de l'Ontario, dont les enseignements s'étendent à la plupart des provinces canadiennes. Le Québec peut faire figure d'exemple de politiques qui affrontent ces défis de front, réduisant ses risques, et pourrait offrir des leçons aux autres.

Le monde reconnaît que les pays disposant d'une électricité propre, abordable et fiable attireront les investissements et remporteront la course au développement économique.⁵⁶ Un développement du réseau électrique mené en temps opportun est essentiel à la disponibilité de l'électricité abordable et fiable indispensable pour alimenter la croissance économique du Canada. Dans un monde de plus en plus tourné vers l'énergie propre, une électricité propre, abordable et fiable définira la compétitivité internationale du pays.

6.1. Un appel à l'action pour des prévisions de demande éclairées

Pour relever ces défis, les gouvernements provinciaux et fédéral doivent comprendre les risques liés à la demande et à l'offre afin d'élaborer des politiques d'approvisionnement stratégique de rechange et de rapprocher les provinces canadiennes du début des files d'attente des chaînes d'approvisionnement mondiales. Compte tenu des priorités économiques actuelles des décideurs publics, le réseau électrique devrait être planifié de manière à devancer la demande et à rendre possible la croissance économique. Pour cela, le potentiel de demande supérieur, tel qu'illustré par les scénarios *New Reference* et *High* relevés dans le présent article, doit être mis de l'avant clairement et adéquatement. Le chevauchement des rôles fédéral et provinciaux dans des domaines comme les stratégies nucléaires et les ententes sur les corridors énergétiques nationaux gagnerait à un alignement des politiques.

Le décalage entre la planification provinciale et les objectifs d'électrification et de développement économique doit être résolu. La question se ramène à une affaire de calendrier : les planificateurs des réseaux électriques devraient-ils construire les infrastructures

pour accueillir la demande avant ou après son arrivée ? Le réseau électrique devrait servir de moteur de la croissance économique, et non de réponse prudente aux événements à mesure qu'ils surviennent. Pour que l'électricité joue ce rôle moteur, le développement des infrastructures doit s'accélérer afin de devancer la demande, et ce, promptement, pour garantir des positions favorables dans les carnets de commandes des chaînes d'approvisionnement. Il est clair que le réseau électrique ne peut croître assez vite pour répondre aux hausses anticipées de la demande d'électricité découlant de l'électrification et des aspirations de croissance industrielle et économique. Il y a donc lieu de rechercher énergiquement, dès maintenant, des solutions fiables et abordables. À défaut, une planification prudente de l'approvisionnement en électricité mènera à des besoins futurs urgents de se procurer un approvisionnement pouvant être construit rapidement, comme la production alimentée au gaz naturel — laquelle, même si elle est possible, entraînera des conséquences sur les coûts, l'environnement et l'opinion publique.

Pour garder une longueur d'avance sur la demande, les décideurs publics fédéraux et provinciaux ont besoin de scénarios de demande validés et éclairés par les risques, assortis de portefeuilles de ressources de rechange. Un consensus autour de ces prévisions aidera à définir des stratégies d'acquisition permettant d'harmoniser les rôles fédéraux d'une stratégie nationale de l'électricité avec les priorités provinciales de développement des réseaux électriques. Un consensus bien communiqué enverra aux développeurs et aux marchés les signaux qui leur permettront de proposer les solutions de moyen et de long terme nécessaires. Un tel consensus rendra ainsi possibles les décisions politiques urgentes visant à accélérer la sélection des sites, la définition des projets et les stratégies d'investissement propres à garantir l'avenir énergétique du Canada. ■

⁵⁶ Kamen Kraev, « Access To Electricity Will Determine Economic Success Or Failure, Says Magwood », *NucNet* (20 mars 2026), en ligne : <www.nucnet.org/news/access-to-electricity-will-determine-economic-success-or-failure-e-says-magwood-3-5-2026>.

RISQUES EXTRÊMES ET PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

Michele Campolieti*

RÉSUMÉ

J'utilise la théorie des valeurs extrêmes et j'estime une loi de Pareto généralisée pour les prix de gros de l'électricité à partir de données provenant de sept hubs de négociation situés aux États-Unis. Mes estimations du paramètre de forme indiquent que la distribution des prix de gros de l'électricité est à queue épaisse. J'examine aussi si le paramètre de forme de cette distribution varie pendant les mois d'été, qui sont les mois de pointe de la consommation d'électricité aux États-Unis. Mes estimations donnent à penser que, pour la plupart des hubs de négociation, le paramètre de forme ne varie pas pendant les mois d'été. Je présente également les niveaux de retour des prix, que l'on peut interpréter comme le délai d'attente des pires scénarios de prix, et je compare les réalisations des prix avec ces niveaux.

Mots-clés : Théorie des valeurs extrêmes ; loi de Pareto généralisée ; queues épaisses ; prix de l'électricité ; niveaux de retour.

1. INTRODUCTION

Le risque extrême (« tail risk ») est une notion de plus en plus employée de nos jours, dans des domaines aussi variés que les marchés financiers, les catastrophes environnementales et climatiques ou encore la santé publique.¹

Ces risques extrêmes correspondent à des événements de faible probabilité qui se situent dans les queues d'une distribution. Toutefois, même si la probabilité qu'ils surviennent est faible, ces événements peuvent avoir des effets démesurés et de graves conséquences lorsqu'ils se produisent, par exemple d'importantes pertes financières, des dommages dévastateurs causés par une tempête ou une mortalité massive lors d'une pandémie.

Sur les marchés financiers et les marchés de produits de base, ces risques extrêmes peuvent se manifester sous forme de pics de prix, c'est-à-dire de brusques variations de prix. Sur les marchés de l'électricité, le stockage est difficile, ce qui complique l'équilibrage du marché de l'électricité aux différentes phases du cycle. Par exemple, la demande d'électricité peut excéder la capacité de production et, comme il y a très peu d'électricité en stock pour servir de tampon, cela peut entraîner d'importantes variations de prix. Par conséquent, modéliser la probabilité de telles variations de prix est important du point de vue de la gestion des risques.

La théorie des valeurs extrêmes est un outil permettant d'évaluer la probabilité de ces mouvements de prix extrêmes, ou risques extrêmes. Comme le soulignent Cirillo et Taleb, la théorie des valeurs extrêmes met l'accent sur le fait que les queues de la distribution

* Michele Campolieti est professeur d'économie au Département de gestion de l'Université de Toronto à Scarborough. Les données et les scripts R utilisés dans le présent article sont disponibles sur demande. Cette recherche n'a bénéficié d'aucune subvention ni d'aucun soutien financier particulier provenant d'organismes de financement des secteurs public, commercial ou sans but lucratif. Prière d'adresser la correspondance à : Michele Campolieti, Département de gestion, Université de Toronto à Scarborough, 1095 Military Trail, Toronto, Ontario, M1C 1A4; Tél. : 416-978-2748; courriel : campoliet@cass.utoronto.ca.

¹ Nassim Nicholas Taleb, *Statistical Consequences of Fat Tails: Real World Preasymptotics, Epistemology, and Applications* (STEM Academic Press, 2020) ; Saralees Nadarajah, « Extremes of Daily Rainfall in West Central Florida » (2005) 69 *Climatic Change* 325; VF Pisarenko & Didier Sornette, « Characterization of the Frequency of Extreme Earthquake Events by the Generalized Pareto Distribution » (2003) 160 *Pure & Applied Geophysics* 2343; Pasquale Cirillo & Nassim Nicholas Taleb, « Tail Risk of Contagious Diseases » (2020) 16 *Nature Physics* 606; Michele Campolieti, « Tail Risks and Infectious Disease: Influenza Mortality in the U.S., 1900–2018 » (2021) 6 *Infectious Disease Modelling* 1135.

contiennent plus d'information que les valeurs observées plus fréquemment.² Par conséquent, la théorie des valeurs extrêmes est un outil valable pour gérer les risques associés à ces variations de prix extrêmes. De plus, la théorie des valeurs extrêmes peut être utile même dans les cas où l'on ne dispose que d'un petit nombre d'observations.³ Cela est d'ailleurs bien reconnu dans le secteur bancaire pour la gestion des risques.⁴

J'étudie les prix de gros de l'électricité de plusieurs hubs de négociation situés aux États-Unis. J'applique la théorie des valeurs extrêmes à ces données et j'estime la distribution des prix de gros de l'électricité. Si certains travaux antérieurs recourant à la théorie des valeurs extrêmes ont porté sur les marchés européens et canadiens de l'électricité,⁵ les prix de l'électricité aux États-Unis n'ont pas été étudiés sous cet angle. Mon approche s'appuie sur les données de prix qui dépassent un seuil pour estimer une loi de Pareto généralisée au moyen d'un estimateur du maximum de vraisemblance.⁶ Le maximum de vraisemblance consiste à postuler une distribution pour les données et à construire une fonction de vraisemblance qui fournit une description probabiliste complète des données, puis à choisir les paramètres de la distribution qui maximisent cette fonction de vraisemblance.

Afin de déterminer s'il existe une forte probabilité d'événement extrême — en l'occurrence, des prix de gros de l'électricité —, je m'intéresse à l'estimation du « paramètre de

forme » de la distribution des prix. Le paramètre de forme de la distribution est très instructif, car il indique à quel point les queues de la distribution sont épaisses. L'expression « queues épaisses » est un terme statistique qui traduit la probabilité d'apparition de valeurs aberrantes, par exemple d'événements extrêmes. Avec une loi normale, distribution à queue mince, les événements extrêmes sont assez rares et ont une faible probabilité de survenir. De façon générale, les prix extrêmes sont plus fréquents dans une distribution à queues plus épaisses.

Mes estimations du paramètre de forme sont toutes compatibles avec une loi de Pareto à queue épaisse.⁷ De plus, je peux écarter d'autres distributions à queues plus minces, comme les lois bêta et exponentielle.⁸ J'utilise l'estimation de la distribution pour chacun des hubs considérés afin de calculer les niveaux de retour, qui indiquent la probabilité qu'une valeur « extrême » soit observée à l'avenir. Ces niveaux de retour peuvent être vus comme le temps qui s'écoule avant l'observation d'un événement de prix extrême, avant que les prix de gros ne reviennent à la normale. À ce titre, les niveaux de retour sont aussi appelés le délai d'attente des pires scénarios pour les prix de gros de l'électricité dans chacun des hubs de négociation considérés. Les niveaux de retour constituent ainsi une façon de quantifier les risques extrêmes des prix de l'électricité.

Enfin, j'examine aussi comment la distribution des prix de l'électricité pourrait varier d'une saison à l'autre (soit les mois d'été, qui sont les

² Cirillo & Taleb, *supra* note 1.

³ *Ibid.*

⁴ Basel Committee on Banking Supervision, *Enhancements to the Basel II framework* (Bâle : Bank for International Settlements, 2009).

⁵ WD Walls & Wei Zhang, « Using Extreme Value Theory to Model Electricity Price Risk with an Application to the Alberta Power Market » (2005) 23:5 *Energy Exploration & Exploitation* 375; Hans NE Bystrom, « Extreme Value Theory and Extremely Large Electricity Price Changes » (2005) 14:1 *Intl Rev Econ & Finance* 41; Kam Fong Chan & Philip Gray, « Using Extreme Value Theory to Measure Value-at-Risk for Daily Electricity Spot Prices » (2006) 22:2 *Intl J Forecasting* 283; F Paraschiv, R Hadzi-Mishev & D Keles, « Extreme Value Theory for Heavy Tails in Electricity Prices » (2016) 9 *J Energy Markets* 21; Efthymios Stathakis, Theophilos Papadimitriou & Periklis Gogas, « Forecasting Price Spikes in Electricity Markets » (2021) 13:1 *Rev Econ Analysis* 65.

⁶ Stuart Coles, *An Introduction to Statistical Modeling of Extreme Values* (Londres (R-U) : Springer-Verlag, 2001) ; Samuel Kotz & Saralees Nadarajah, *Extreme Value Distributions: Theory and Applications* (Londres (R-U) : Imperial College Press, 2000).

⁷ Les lois de Pareto (loi de puissance) sont des distributions continues connues pour être asymétriques et concentrées. Par exemple, la règle de Pareto, selon laquelle 20 % des ménages détiennent 80 % de la richesse, peut être décrite par une loi de Pareto. Les lois de Pareto trouvent de nombreuses applications (rendant compte de ce type de concentration) en économie, en finance et en science.

⁸ Les lois bêta sont des distributions continues pour des données prenant des valeurs entre 0 et 1 et servent souvent à décrire les distributions de pourcentages et de proportions. La loi exponentielle vise les variables positives et est parfois utilisée en statistique et en ingénierie pour modéliser des temps d'attente.

mois de pointe de la consommation d'électricité aux États-Unis, par rapport aux autres mois de l'année), en estimant une spécification qui fait du paramètre de forme une fonction de cette indicatrice saisonnière.

Dans la prochaine section de l'article, j'expose les données utilisées et je donne quelques éléments de contexte sur la théorie des valeurs extrêmes ainsi que sur mon approche d'estimation. Les résultats empiriques sont présentés et analysés à la section 3. Je présente une synthèse de mes estimations et de leurs implications à la section 4.

2. DONNÉES ET MÉTHODES EMPIRIQUES

Les données sur les prix de gros de l'électricité utilisées proviennent de l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis.⁹ Je m'intéresse au prix quotidien maximal des contrats d'électricité (prix par mégawattheure (MWh)) négociés dans sept grands hubs de négociation (marchés de gré à gré) aux États-Unis. Les opérations sur ces hubs reflètent les achats et les ventes effectués par des centrales électriques, des services publics, des entreprises des secteurs de la chimie et du transport, des institutions financières, des fonds de couverture ainsi que d'autres participants au marché de l'énergie. Les hubs de négociation considérés, avec leurs régions respectives, sont les suivants : le hub MASS (région de la Nouvelle-Angleterre) ; le hub PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland, Ohio et certaines parties du Tennessee) ; le hub INDIANA (États du Midwest) ; le hub MID-COLUMBIA (États du nord-ouest du Pacifique) ; le hub PALO VERDE (États du Sud-Ouest) ; le hub NP15 (nord de la Californie) ; et le hub SP15 (sud de la Californie).¹⁰ La disponibilité des données varie selon le hub : pour certains hubs, les données remontent jusqu'en 2001 (par exemple MASS et PJM), tandis que d'autres commencent plus tard (par exemple 2006 pour le hub INDIANA et 2009 pour le hub NP15).

Je présente quelques statistiques descriptives des données de prix au tableau 1. Comme on le voit au tableau 1, le prix moyen est supérieur au prix médian, ce qui donne à penser que la distribution des prix quotidiens maximaux est asymétrique à droite dans tous les hubs considérés. Les coefficients d'asymétrie indiquent que l'asymétrie des données de prix varie beaucoup d'un hub à l'autre. On observe également une forte dispersion des données de prix de l'électricité, comme le montre l'écart-type du prix, et cette dispersion varie elle aussi beaucoup selon le hub. Enfin, les mesures de kurtosis des données de prix sont assez élevées. Rappelons qu'une loi normale a un kurtosis de 3, ce qui donne à penser que les données de prix de ces hubs de négociation ont des queues assez épaisses et pourraient donc être sujettes à des événements extrêmes de faible probabilité.

Soit $x_1, \dots, x_N$ des variables aléatoires indépendantes et distribuées aléatoirement selon une fonction de répartition inconnue $F(x)$. Comme le montre Coles,¹¹ et ailleurs, la distribution des valeurs de x qui dépassent un seuil u est définie par

$$F_u(\epsilon) = \text{Prob}[x > u + \epsilon | x > u] = \frac{F(u + \epsilon) - F(u)}{1 - F(u)}, \quad (1)$$

Si le seuil u est suffisamment élevé, alors la distribution $F_u(\epsilon)$ peut être approchée par une loi de Pareto généralisée, dont la fonction de répartition est

$$G(x) = 1 - \left[1 + \xi \left(\frac{x - u}{\sigma_u} \right) \right]^{-\frac{1}{\xi}}, \quad (2)$$

où u est un seuil, $x > u$, σ_u est un paramètre d'échelle, qui dépend du seuil u et détermine la dispersion ou l'étalement de la distribution, et est tel que $\sigma_u > 0$ et ξ est un paramètre de forme. De plus, la loi de Pareto généralisée a une moyenne infinie si $\xi > 1$ et une variance infinie si $\xi > 1/2$. Le paramètre de forme, ξ , joue aussi un rôle central pour déterminer la nature des queues de la distribution. En particulier, lorsque $\xi > 0$ la distribution est à queue épaisse (soit une loi de Pareto). À l'inverse, on obtient les lois bêta et exponentielle, à queues plus

⁹ Les données proviennent de l'Energy Information Administration (EIA) des États-Unis et sont fournies à l'EIA par l'Intercontinental Exchange (ICE). Voir US Energy Information Administration, « Wholesale Electricity and Natural Gas Market Data » (dernière modification le 28 août 2026), en ligne : <eia.gov/electricity/wholesale>.

¹⁰ J'exclus les données du hub ERCOT, qui couvre le Texas, car elles n'ont pas été mises à jour depuis 2019 (la dernière année de données enregistrée pour ce hub).

¹¹ Coles, *supra* note 6.

minces, lorsque $\xi < 0$ et $\xi \rightarrow 0$, respectivement. J'obtiens mes estimations à l'aide d'un estimateur du maximum de vraisemblance.

Les estimations des paramètres de la loi de Pareto généralisée peuvent aussi servir à calculer le niveau de retour, c'est-à-dire un niveau x_m qui est dépassé en moyenne une fois tous les m ans,

$$x_m = u + \frac{\sigma_u}{\xi} \left[(m \times \text{Prob}[x > u])^\xi - 1 \right], \quad (3)$$

où m est suffisamment grand pour que $x_m > u$ et où la notation est celle définie précédemment. Les niveaux de retour donnent une indication de la probabilité de flambées du prix de l'électricité dépassant le seuil à l'avenir. Les niveaux de retour sont donc utiles et importants du point de vue de la gestion des risques, car ils indiquent le type de flambées des prix de gros de l'électricité que l'on pourrait observer à l'avenir.

J'ai aussi examiné si le paramètre de forme pouvait varier selon la saison. J'ai en particulier estimé un modèle qui fait du paramètre de forme une fonction d'une ordonnée à l'origine et d'une variable indicatrice prenant la valeur 1 pour un mois d'été (que j'ai défini comme juin, juillet et août) et 0 sinon. Cette autre spécification signifie que le paramètre de forme de la distribution de l'électricité variera selon la saison au lieu d'être constant d'une saison à l'autre. Aux États-Unis, l'été tend à être la saison de pointe de la consommation d'électricité. Par conséquent, cette spécification éclaire la question de savoir si la distribution varie selon la saison de pointe. Par exemple, la distribution des prix de l'électricité a-t-elle des queues plus lourdes pendant les mois d'été, ou est-elle constante d'une saison à l'autre ? Si l'estimation du coefficient de l'indicatrice d'un mois d'été n'est pas statistiquement différente de zéro, cela donne à penser que le paramètre de forme de la distribution des prix de l'électricité ne varie pas d'une saison à l'autre.

La valeur du seuil dans les équations (1) et (2) n'est pas connue et doit être déterminée à partir des données. Comme la plupart des choses en statistique, le choix du seuil suppose

un certain compromis. Il faut retenir un seuil suffisamment élevé pour satisfaire à la théorie qui sous-tend l'équation (1), mais cela peut donner de petits échantillons, susceptibles de produire des estimations imprécises et d'être entachés de biais de petit échantillon. Il existe quelques approches pour choisir la valeur du seuil. D'une part, la « méthode visuelle », où l'on examine des graphiques des résidus (graphique de la vie résiduelle moyenne)¹² afin de déterminer où le graphique présente une tendance linéaire, le seuil étant le point à partir duquel la linéarité apparaît dans le graphique. D'autre part, l'approche de Hill, où le seuil est estimé au moyen de l'estimateur de Hill.¹³ Je privilégie l'estimateur de Hill pour choisir le seuil, mais les seuils que je retiens au moyen de la méthode visuelle tendent à être semblables à ceux que retient l'estimateur de Hill pour la plupart des hubs considérés. Je présente ces valeurs de seuil au tableau 2. Le tableau 2 présente aussi le nombre d'observations qui dépassent la valeur de seuil retenue par l'estimateur de Hill. Comme on le voit au tableau 2, le nombre d'observations au-dessus des seuils retenus par l'estimateur de Hill tend à varier d'un hub à l'autre, les plus grands échantillons d'observations au-dessus des seuils se trouvant dans les hubs MASS (Massachusetts), Mid-Columbia et Palo Verde.

J'obtiens mes estimations du maximum de vraisemblance de la loi de Pareto généralisée au moyen du paquet R *extRemes*.¹⁴

3. RÉSULTATS EMPIRIQUES

Je présente les estimations des paramètres d'échelle et de forme de la loi de Pareto généralisée pour le prix de gros de l'électricité de chaque hub de négociation, et j'utilise ces estimations pour calculer les niveaux de retour. Je divise mes données de prix en un échantillon d'apprentissage et un échantillon de test, ce dernier contenant la dernière année de données disponibles pour chacun des hubs de négociation. J'ajuste les modèles avec les données d'apprentissage et j'utilise ces estimations pour calculer les niveaux de retour. Je compare les niveaux de retour aux données

¹² Coles, *supra* note 6; Eric Gilleland & Richard W Katz, « *extRemes 2.0: An Extreme Value Analysis Package in R* » (2016) 72:8 J Statistical Software 1, DOI: <10.18637/jss.v072.i08>.

¹³ L'estimateur de Hill se calcule comme $\left(\frac{1}{k(n)} \sum_{i=n-k(n)+1}^n (\ln(X_{i,n}) - \ln(X_{n-k(n)+1,n})) \right)^{-1}$, où $X_{i,n}$ est la i^{e} statistique d'ordre de $X_1, \dots, X_n$, $k(n) \in \{1, \dots, n-1\}$.

¹⁴ Gilleland & Katz, *supra* note 12.

de test afin d'évaluer la fréquence à laquelle les réalisations des prix se situent dans les intervalles de confiance des niveaux de retour.

Les estimations des paramètres de la loi de Pareto généralisée, par hub de négociation, sont présentées au tableau 3. Les estimations du tableau 3 montrent que les estimations du paramètre de forme de chacun des hubs de négociation sont toutes positives et assorties d'intervalles de confiance qui ne franchissent pas zéro. Cela indique que les distributions des prix de l'électricité sont toutes compatibles avec la loi de Pareto. En outre, je peux aussi écarter des solutions de rechange à queues plus minces, comme les lois exponentielle et bêta. Les estimations du paramètre de forme indiquent que la distribution des prix de l'électricité aurait une moyenne et une variance finies dans tous les hubs considérés sauf un. L'estimation du paramètre de forme du hub SP15 est supérieure à 0,5, ce qui indique que la variance de la distribution des prix de l'électricité de ce hub est infinie. Une variance infinie donne à penser que les mouvements de prix extrêmes sont beaucoup plus susceptibles d'être observés.

Les niveaux de retour de chacun des hubs, qui reposent sur les estimations du tableau 3 pour les données d'apprentissage, sont présentés à la figure 1, avec des intervalles de confiance à 95 %. Comme je l'ai indiqué plus haut, j'ai aussi pris la dernière année de données disponibles et je l'ai réservée comme données de « test », puis j'ai déterminé comment le prix maximal des données de test se compare aux niveaux de retour calculés à partir des données d'apprentissage. Il s'agit d'un exercice de validation où j'examine dans quelle mesure les niveaux de retour coïncident avec les prix extrêmes hors échantillon. Dans les hubs Mid-Columbia et Palo Verde, le prix maximal des données de test a dépassé tous les niveaux de retour tracés à la figure 1 pour ces hubs. Les prix maximaux observés pendant la période de test pour les hubs MASS, NP15 et SP15 (290 \$, 367,95 \$ et 395 \$/MWh) se situent tous à l'intérieur des intervalles de confiance à divers horizons présentés pour les niveaux de retour. Pour les autres hubs (Indiana et Mid-Columbia), le prix maximal pendant la période de test n'est contenu dans les intervalles de confiance d'aucun des niveaux de retour

tracés à la figure 1. Cela donne à penser que la validation hors échantillon est, dans certains hubs, moins solide que dans d'autres.

Enfin, je présente les estimations de la loi de Pareto généralisée dans lesquelles le paramètre de forme est spécifié comme une fonction d'une ordonnée à l'origine et d'une indicatrice des mois d'été. Ces estimations sont présentées au tableau 4. Globalement, la plupart des estimations du tableau 4 indiquent que l'indicatrice d'été n'a pas d'estimations statistiquement significatives, ce qui donne à penser que la distribution des prix de l'électricité ne varie pas d'une saison à l'autre pour les hubs de négociation. J'ai toutefois relevé des estimations statistiquement significatives sur l'indicatrice d'été dans deux hubs. Premièrement, l'indicatrice d'été a une estimation négative, statistiquement significative au seuil de signification de 5 %, pour le hub du Massachusetts.¹⁵ Bien que l'estimation soit négative, les estimations de la pente et de l'ordonnée à l'origine du hub du Massachusetts indiquent que la distribution des prix de l'électricité demeurerait une loi de Pareto à queue épaisse, quoique le paramètre de forme serait plus faible pendant l'été. Deuxièmement, le hub Palo Verde, qui couvre le sud-ouest chaud et aride des États-Unis, a une estimation positive sur l'indicatrice d'été, statistiquement significative au seuil de signification de 10 %. Cela donne à penser que la distribution des prix de l'électricité de ce hub a un paramètre de forme plus grand pendant les mois d'été. Comme je l'ai indiqué plus haut, le paramètre de forme présenté au tableau 3 pour le hub Palo Verde dépasse 0,5, de sorte que la distribution des prix de l'électricité pendant les mois d'été demeure compatible avec une distribution à variance infinie.

L'homogénéité relative de la distribution des prix de l'électricité dans la plupart des hubs de négociation est remarquable, puisque la demande d'électricité tend à être la plus forte pendant l'été aux États-Unis. Si la demande d'électricité atteint bel et bien un sommet pendant l'été, ce changement saisonnier n'a pas d'incidence sur les queues de la distribution des prix de l'électricité dans la plupart des hubs de négociation. Cela diffère quelque peu des constats de Walls et Zhang concernant les prix

¹⁵ Le Massachusetts se distingue des autres hubs américains en ce que sa pointe de consommation se situe pendant les mois d'hiver. Cela concorde avec l'estimation négative sur l'indicatrice des mois d'été que j'obtiens.

de l'électricité dans la province canadienne de l'Alberta.¹⁶ Walls et Zhang ont divisé leurs données en mois d'été et en mois d'hiver et ont estimé des lois de Pareto généralisées pour ces deux périodes.¹⁷ Si la distribution des mois d'été comme des mois d'hiver est à queue épaisse, le paramètre de forme estimé de la distribution pendant les mois d'été diffère beaucoup des estimations pour les mois d'hiver. Bien que j'utilise des données américaines dans mon analyse, il en découle certaines implications pour le Canada. Le marché de gros de l'énergie en Alberta pourrait accroître la possibilité d'événements de prix extrêmes si la demande connaît des pointes durant les périodes de pointe. Par conséquent, on s'attendrait à des estimations plus élevées du paramètre de forme de la loi de Pareto généralisée. Par exemple, Walls et Zhang obtiennent effectivement des estimations du paramètre de forme plus élevées pour l'Alberta que celles que je présente, ce qui est compatible avec une distribution des prix de gros de l'électricité qui pourrait être plus sujette à des mouvements de prix extrêmes.¹⁸ Dans les autres provinces, dépourvues de marchés de gros organisés, les implications sont plus difficiles à établir au moyen des mouvements de prix, mais les conséquences des pointes de demande se manifesteront par d'autres moyens.

4. DISCUSSION ET REMARQUES FINALES

J'applique la théorie des valeurs extrêmes aux prix de gros de l'électricité de plusieurs hubs

de négociation situés aux États-Unis. J'utilise les prix de l'électricité qui dépassent un seuil pour estimer une loi de Pareto généralisée par maximum de vraisemblance. Je constate que la distribution est à queue épaisse et que je peux écarter des solutions de rechange à queues plus minces, comme les lois exponentielle et bêta. De plus, je constate aussi que le paramètre de forme de la distribution ne varie pas pendant les mois d'été dans la plupart des hubs de négociation, ce qui donne à penser que l'épaisseur des queues de la distribution des prix de gros de l'électricité n'est pas susceptible de changer pendant les mois d'été, période de pointe de la consommation d'électricité. Ce résultat est quelque peu surprenant, car la demande d'électricité tend à augmenter pendant l'été. Si le paramètre de forme devenait effectivement plus grand pendant les mois d'été, cela donnerait à penser que la distribution serait à queues plus épaisses pendant l'été et que les mouvements de prix extrêmes y seraient plus probables que pendant les autres saisons. Enfin, je présente aussi les niveaux de retour des prix de l'électricité dans chacun de ces hubs. Sans surprise, les niveaux de retour varient considérablement d'un hub à l'autre, ce qui donne à penser que la gestion des risques liés aux flambées de prix devrait reposer sur les données propres à chaque hub.

¹⁶ Walls & Zhang, *supra* note 5.

¹⁷ *Ibid.* Walls et Zhang ont défini les mois d'hiver comme allant d'octobre à mai et les mois d'été comme allant de juin à septembre.

¹⁸ *Ibid.*

Tableau 1 : Statistiques descriptives du prix quotidien maximal de l’électricité (MWh)¹⁹

Hub	Nombre total d’observations	Période d’échantillonnage	Moyenne	Médiane	Écart-type	Asymétrie	Kurtosis
INDIANA	2937	2006–2023	46,6	39,5	20,19	3,5	24,77
MASS	5487	2001–2023	56,86	48,25	34,56	3,39	22,11
MID-COLUMBIA	5581	2001–2023	46,59	38	46,14	10,27	183,78
NP15	1894	2009–2023	47,74	40	32,35	5,64	43,59
PALO VERDE	5609	2001–2023	51,04	40,5	61,15	16,19	394
PJM WEST	5801	2001–2023	51,69	44	30,14	4,89	50,22
SP15	3409	2009–2023	47,78	39	39,38	6,46	59,15

Notes : le prix indiqué correspond au prix quotidien maximal par mégawattheure (MWh). Le nombre total d’observations vise l’ensemble des observations de la période d’échantillonnage indiquée.

Tableau 2 : Valeurs des seuils

Hub de négociation	Seuil (estimateur de Hill)	Nombre d’observations au-dessus du seuil de Hill	Seuil (méthode visuelle)
INDIANA	62	463	60
MASS	63	1704	60
MID-COLUMBIA	53,75	1407	50
NP15	54,55	308	50
PALO VERDE	48	2023	50
PJM WEST	80	661	50
SP15	55,25	582	45

Notes : la valeur du seuil est le prix par mégawattheure (MWh) ; le nombre d’observations au-dessus du seuil retenu par l’estimateur de Hill est indiqué ci-dessus. Pour appliquer la méthode visuelle, j’examine le graphique de la vie résiduelle moyenne et je fixe le seuil au point (aux environs) où le graphique commence à présenter une tendance linéaire.

¹⁹ Statistiques descriptives du prix quotidien maximal de l’électricité (MWh), par hub de négociation. Calculs de l’auteur d’après US Energy Information Administration, *supra* note 9.

Tableau 3 : Estimations de la loi de Pareto généralisée pour le prix de gros de l’électricité, par hub de négociation, à partir des données d’apprentissage

Hub de négociation (période de l’échantillon d’apprentissage)	Paramètre d’échelle (σ_u)	Paramètre de forme (ξ)	Log-vraisemblance	Nombre d’observations au-dessus du seuil
INDIANA (2006–2022)	14,80*** (1,008)	0,241*** (0,056)	-1778,21	463
MASS (2001–2022)	22,36*** (0,886)	0,272*** (0,032)	-7222,47	1704
MID-COLUMBIA (2001–2022)	17,40*** (0,818)	0,465*** (0,040)	-5219,86	1407
NP15 (2009–2022)	22,873*** (2,815)	0,472*** (0,103)	-1119,39	308
PALO VERDE (2001–2022)	18,13*** (0,666)	0,430*** (0,030)	-7897,94	2023
PJM WEST (2001–2022)	24,294*** (1,429)	0,254*** (0,045)	-2849,05	661
SP15 (2009–2022)	22,832*** (1,799)	0,532*** (0,069)	-2246,18	582

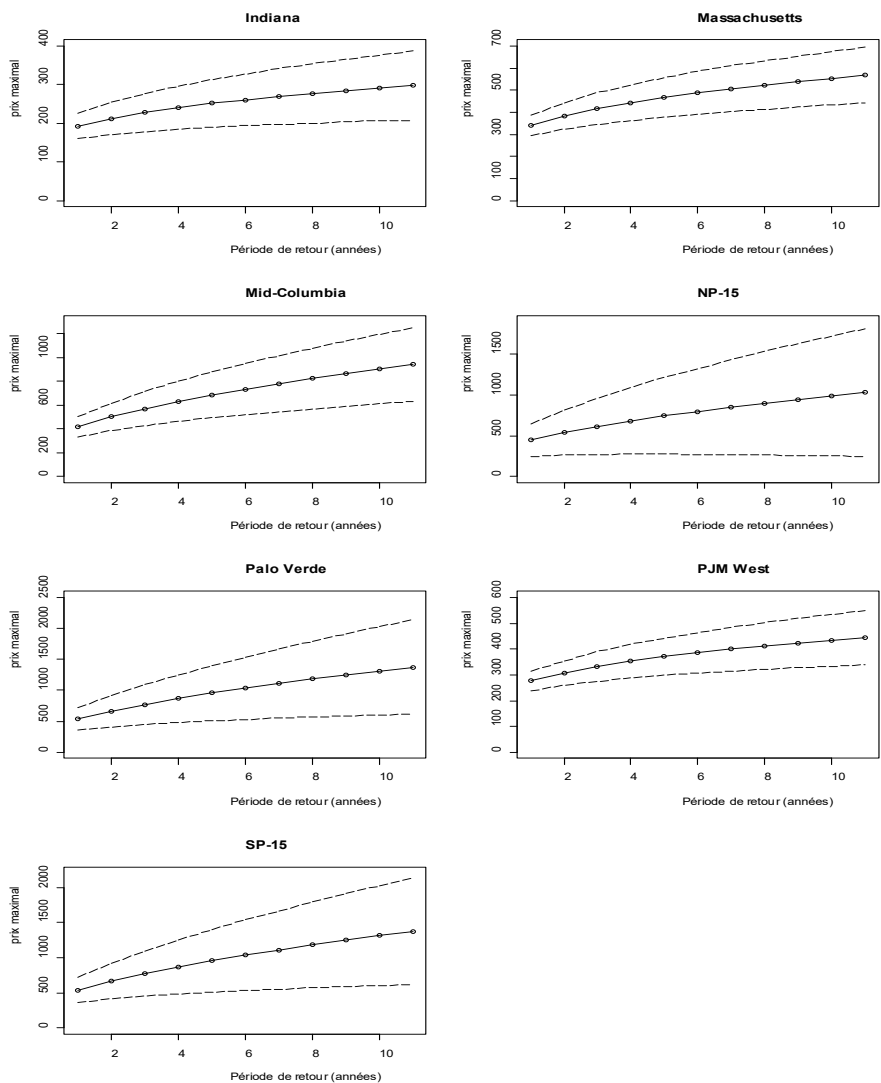
Notes : erreurs-types entre parenthèses. *** indique une signification statistique au seuil de 1 % ; ** indique une signification statistique au seuil de 5 %. Les estimations reposent sur les données d’apprentissage, qui excluent la dernière année de données disponibles, indiquée entre parenthèses dans la première colonne du tableau.

Tableau 4 : Estimations de la loi de Pareto généralisée pour le prix de gros de l’électricité, par hub de négociation, le paramètre de forme étant fonction d’une indicatrice d’été, à partir des données d’apprentissage

Paramètre de forme					
(ξ)					
Hub (période de l’échantillon d’apprentissage)	Paramètre d’échelle (σ _μ)	Ordonnée à l’origine	Indicatrice d’été	Log-vraisemblance	Nombre d’observations au-dessus du seuil
INDIANA (2006–2022)	14,675*** (1,080)	0,213*** (0,059)	0,097 (0,098)	-1777,69	463
MASS (2001–2022)	22,60*** (0,888)	0,296*** (0,035)	-0,135** (0,053)	-6220,82	1704
MID-COLUMBIA (2001–2022)	20,12*** (0,885)	0,408*** (0,041)	0,087 (0,068)	-6220,82	1407
NP15 (2009–2022)	25,144*** (2,524)	0,376*** (0,092)	0,080 (0,140)	-1423,16	308
PALO VERDE (2001–2022)	19,42*** (0,734)	0,400*** (0,035)	0,102* (0,055)	-7903,11	2023
PJM WEST (2001–2022)	24,344*** (1,484)	0,257*** (0,050)	-0,010 (0,078)	-2849,04	661
SP15 (2009–2022)	24,743*** (1,801)	0,462*** (0,071)	0,067 (0,106)	-2725,59	582

Notes : erreurs-types entre parenthèses. *** indique une signification statistique au seuil de 1 % ; ** au seuil de 5 % ; * au seuil de 10 %. Les estimations reposent sur les données d’apprentissage, qui excluent la dernière année de données disponibles, indiquée entre parenthèses dans la première colonne du tableau.

Figure 1 : Graphiques des niveaux de retour par hub de négociation pour le prix de gros de l'électricité



Notes : la ligne pointillée indique l'intervalle de confiance à 95 %.