



PUBLICATION TRIMESTRIELLE SUR LA RÉGLEMENTATION DE L'ÉNERGIE

VOLUME 14, NUMÉRO 2 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

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

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

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

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

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

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 Énergie

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
<i>Karen J. Taylor et Moin A. Yahya</i>	

COMMENTAIRE

Évolutions récentes de la tarification en temps réel en Norvège	12
<i>Matthias Hofmann</i>	

ARTICLE

Compte rendu du forum sur le droit de l'énergie 2026	18
<i>Mohammed El Mendri</i>	

Projet d'accord de collaboration entre le Canada et l'Alberta en matière d'évaluation environnementale et d'impact.....	22
<i>Nigel Bankes</i>	

L'état de l'énergie au Québec.....	36
<i>Pierre-Olivier Pineau</i>	

L'aliénation d'actifs d'entreprises de services publics à l'ère des changements climatiques : qui en assume les coûts ?	45
<i>Mark Kolesar</i>	

Les répercussions de la stabilité des prix découlant du règlement sur le tarif de dernier recours pour les consommateurs à faible revenu de l'Alberta	57
<i>Chloe Haley</i>	

<i>West Whitby Landowners Group Inc. v Elexicon Energy Inc.</i> , 2025 ONCA 821	64
<i>Reena Goyal, Roy Hrab et Alice Xie</i>	

La BC Utilities Commission approuve un investissement important dans le renforcement de la résilience du service de gaz naturel	72
<i>Matthew Ghikas et Niall Rand</i>	

Prudence avant la convergence : réflexions sur la Feuille de route de l'Association de l'énergie de l'Ontario au sujet des exploitants de réseau de distribution	79
<i>Adam White</i>	

ÉDITORIAL

Rédacteurs en chef

Karen J. Taylor et Moin A. Yahya

LES DANGERS ET LES PROMESSES D'UNE ÉPOQUE MOUVEMENTÉE

Depuis la parution du dernier numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, le paysage politique et économique aux États-Unis et dans le monde a connu de nouveaux bouleversements majeurs qui influent sur le cours des événements ici même, au Canada. Nous vivons en effet une époque « intéressante », mais qui n'est pas sans comporter à la fois des risques et des perspectives prometteuses.

ÉVOLUTION DE LA SITUATION À L'ÉTRANGER

Les tensions récentes au Moyen-Orient n'ont cessé de s'intensifier depuis l'attaque menée par le Hamas contre le sud d'Israël le 7 octobre 2023, suivie d'un échange de missiles entre Israël et l'Iran en 2024, puis de la « guerre des Douze jours » en juin 2025, au cours de laquelle les États-Unis ont lancé une frappe aérienne contre des sites nucléaires iraniens¹. Le 28 février 2026, sans consulter leurs alliés ni obtenir l'accord du Congrès américain, les États-Unis et Israël ont lancé des frappes aériennes contre l'Iran. En l'absence de justification claire pour le déclenchement de la guerre et de stratégie pour y mettre fin, le risque d'un conflit plus vaste et de longue durée reste d'actualité.

Bien sûr, d'ici à la parution du présent numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, il se peut que la paix ait été rétablie au Moyen-Orient ou que le conflit se soit intensifié. Dans ce dernier cas, les conséquences géopolitiques et économiques potentielles ne manqueront pas – notamment de fortes incitations à des représailles et à la vengeance de la part de l'Iran, une récession mondiale, des perturbations dans la production agricole, des pénuries de produits pétroliers raffinés (tels que les carburants destinés aux transports, au chauffage et à la production d'électricité, ainsi que d'autres produits), une transition plus rapide vers ou depuis les énergies renouvelables et les voitures électriques², ainsi qu'une hausse des prix mondiaux de l'énergie établis sur les marchés, pour n'en citer que quelques-unes.

Dans ce contexte, les limites des régimes illibéraux, d'extrême droite et autoritaires sont apparues au grand jour avec la destitution de Viktor Orban de son poste de premier ministre de la Hongrie. Le règne de M. Orban, qui a duré seize ans, a pris fin le 12 avril 2026³, lorsque les électeurs ont accordé la majorité parlementaire au parti d'opposition de centre-droit, le Tisza. La destitution d'Orban, longtemps considéré comme l'allié le plus proche du président russe Vladimir Poutine au sein de l'Union européenne, signifie que la Russie ne dispose plus d'un allié capable de contrecarrer l'aide apportée par l'Union européenne à l'Ukraine,

¹ R.-U., House of Commons Library, *Iran: Impacts of June 2025 Israel and US Strikes*, note de recherche n° CBP-10292 (Londres, House of Commons Library, 2025), en ligne : <commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-10292/>. Voir aussi Mariel Ferragamo, « U.S., Israel Attack Iranian Nuclear Targets—Assessing the Damage », Council on Foreign Relations (25 juin 2025), en ligne : <cfr.org/articles/us-israel-attack-iranian-nuclear-targets-assessing-damage>.

² Gabriel Friedman, « Electric Vehicles Could Rebound », Financial Post (14 avril 2026), en ligne : <financialpost.com/commodities/energy/electric-vehicles/electric-vehicles-could-rebound>.

³ Ashifa Kassam et Flora Garamvolgyi, « Viktor Orbán Concedes Defeat as Opposition Wins Hungarian Election », The Guardian (12 avril 2026), en ligne : <theguardian.com/world/2026/apr/12/viktor-orban-concedes-defeat-as-opposition-wins-hungarian-election>. Paul Kirby, « JD Vance defends backing 'great guy' Orbán's campaign after landslide defeat », BBC News (14 avril 2026), en ligne : <bbc.com/news/articles/c8dl93j7d5o>.

ce qui pourrait marquer un changement dans la dynamique actuelle du pouvoir. Orban était également un proche allié du président Trump, qui avait même dépêché son vice-président pour rallier des soutiens en faveur d'Orban dans les derniers jours de la campagne électorale⁴.

La guerre en Iran et la défaite électorale d'Orban pourraient se révéler des revers mineurs pour le président Trump, mais aux États-Unis, les effets négatifs cumulés du programme politique du président – chaos, perte de certitude et de confiance, et hausse des prix – laissent penser que le pays n'est plus sur une trajectoire stable. La hausse des prix du pétrole et son impact négatif sur l'inflation nationale⁵ pourraient affaiblir le soutien dont bénéficie le Parti républicain lors des prochaines élections de mi-mandat.

Sur le plan judiciaire, le 20 février 2026, la Cour suprême des États-Unis a estimé que l'*International Emergency Economic Powers Act* (IEEPA – loi sur les mesures économiques en cas de crise internationale) ne conférerait pas au président le pouvoir d'imposer unilatéralement des droits de douane sur les importations en provenance de n'importe quel pays, où qu'il se trouve dans le monde, à n'importe quel taux et pour une durée de son choix⁶. Il s'agissait d'une affaire complexe, portée devant les tribunaux par sept petites entreprises et douze États, dans le cadre de deux actions distinctes intentées devant deux tribunaux fédéraux de première instance différents. Le président Trump a invoqué ses pouvoirs d'urgence pour faire face à deux menaces étrangères : 1) le trafic de drogue en provenance du Mexique, de la Chine et du Canada; et 2) les déficits commerciaux importants et persistants. L'IEEPA confère au président le pouvoir nécessaire pour faire face à des menaces étrangères majeures, et ce sont ces deux menaces qui ont conduit le président

à annoncer, le 2 avril 2025 (jour désormais connu sous le nom de « Jour de la Libération »), un ensemble complet et mondial de droits de douane.

En fin de compte, la Cour a statué, dans une décision de 170 pages adoptée à six voix contre trois, que le président ne pouvait pas invoquer l'IEEPA pour imposer ses droits de douane de grande envergure. Cette décision ne marque que le début, et non la fin, du débat autour de la politique économique phare du président Trump; c'est pourquoi ce dernier a immédiatement imposé un droit de douane de 10 % sur la plupart des importations, bien que de nombreuses exportations canadiennes vers les États-Unis en soient exemptées⁷.

Enfin, l'Accord Canada–États-Unis–Mexique (ACEUM) doit faire l'objet d'une révision en juillet 2026, ce qui donnera aux parties l'occasion de négocier des modifications et de se prononcer sur le renouvellement de l'accord pour une nouvelle période de 16 ans. Si l'ACEUM n'est pas renouvelé, l'accord actuel fera l'objet de révisions annuelles jusqu'à son expiration en 2036⁸. La révision de juillet 2026 devrait mobiliser les efforts et les ressources du gouvernement fédéral canadien pendant le reste de l'année.

ÉVOLUTION DE LA SITUATION AU CANADA

Depuis le 13 avril 2026, le premier ministre Carney dirige désormais un gouvernement majoritaire à la Chambre des communes, avec 174 sièges, à la suite de la défection de cinq députés issus de deux des quatre partis d'opposition fédéraux et des victoires remportées par le Parti libéral du Canada lors de trois élections partielles⁹. C'est la première fois dans l'histoire du Canada qu'un gouvernement

⁴ Paul Kirby, « JD Vance defends backing 'great guy' Orbán's campaign after landslide defeat », BBC News (14 avril 2026), en ligne : <[bbc.com/news/articles/c8dl193j7d5o](https://www.bbc.com/news/articles/c8dl193j7d5o)>.

⁵ « United States Inflation Rate », Trading Economics, en ligne : <tradingeconomics.com/united-states/inflation-cpi>.

⁶ *Learning Resources Inc v Trump*, 607 US ____ (2026), en ligne : <supremecourt.gov/opinions/25pdf/24-1287_4gcj.pdf>.

⁷ « Trump imposes new 10% global tariff after U.S. Supreme Court loss, though Canada's largely exempt », CBC News (dernière modification le 20 février 2026), en ligne : <[cbc.ca/news/world/livestory/scotus-tariff-ruling-9.7099048](https://www.cbc.ca/news/world/livestory/scotus-tariff-ruling-9.7099048)>.

⁸ The Hub Staff, « Need to Know: What Happens if Canada and the U.S. Can't Come to an Agreement on CUSMA », The Hub (2 octobre 2025), en ligne : <thehub.ca/2025/10/02/need-to-know-what-happens-if-canada-and-the-u-s-cant-come-to-an-agreement-on-cusma>.

⁹ John Paul Tasker, « Carney clinches a majority government with 3 Liberal byelection wins », CBC News (dernière modification le 14 avril 2026), en ligne : <[cbc.ca/news/politics/byelection-liberal-conservatives-carney-majority-government-9.7161054](https://www.cbc.ca/news/politics/byelection-liberal-conservatives-carney-majority-government-9.7161054)>.

fédéral passe d'une situation de minorité à une situation de majorité entre deux élections¹⁰, ce qui constitue peut-être une reconnaissance manifeste du fait que les défis fondamentaux auxquels le Canada est confronté trouvent leur origine dans ses relations tumultueuses avec l'administration Trump aux États-Unis. Comme les prochaines élections fédérales aux États-Unis auront lieu en novembre 2028, les répercussions au Canada découlant de mesures internationales devraient dominer l'agenda politique du gouvernement jusqu'aux prochaines élections fédérales canadiennes, qui devront se tenir avant le 15 octobre 2029¹¹.

En conséquence, dans un avenir proche, on peut s'attendre à une plus grande stabilité politique à Ottawa et, éventuellement, à un programme législatif plus actif. L'annonce faite le 14 avril par le premier ministre concernant la suspension temporaire de la taxe fédérale d'accise sur l'essence et le diesel, du 20 avril 2026 au 7 septembre 2026, en est un exemple¹². Les gouvernements provinciaux vont désormais devoir s'accommoder, dans une certaine mesure, du fait que M. Carney occupe le poste de premier ministre et que le Parti libéral du Canada dispose de son premier gouvernement majoritaire depuis 2015. Il reste à voir à quoi ressemblera cette « paix » et dans quelle mesure elle sera durable.

Cela dit, il existe toujours des initiatives menées par les provinces qui remettent en cause les compétences et les processus constitutionnels fédéraux et provinciaux existants, ainsi que d'autres qui favorisent le fédéralisme coopératif :

- Le 24 mars 2026, l'Alberta, l'Ontario, le Québec et la Saskatchewan ont adressé une lettre au premier ministre Carney pour demander une modification constitutionnelle « visant à instaurer une nouvelle approche collaborative en matière de nominations judiciaires »¹³ [traduction].
- Depuis la parution de notre dernier numéro de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, la Nouvelle-Écosse et l'Alberta ont toutes deux signé des ententes de collaboration en matière d'évaluation d'impact en vertu de la Loi sur l'évaluation d'impact (LEI). Ces ententes permettront de rationaliser le processus d'autorisation des projets, qui auraient autrement nécessité des évaluations environnementales et des autorisations tant de la part du gouvernement fédéral que des gouvernements provinciaux¹⁴. L'entente de collaboration entre l'Alberta et le Canada définit les circonstances dans lesquelles le pays s'appuiera sur l'évaluation environnementale ou les procédures réglementaires de l'Alberta pour évaluer les effets d'un projet, y compris les effets négatifs relevant de la compétence fédérale et les mécanismes de réciprocité prévus par l'entente. Celle-ci prévoit également l'intégration, lorsque cela est applicable et souhaité par l'Alberta, des exigences des processus albertains d'évaluation environnementale

¹⁰ Sarah Ritchie, « Carney Liberals to form historic majority after sweep of three byelections », GuelphToday (13 avril 2026), en ligne : <guelphtoday.com/local-news/breaking-carney-liberals-clinch-majority-with-wins-in-toronto-byelections-12138188>.

¹¹ *Loi électorale du Canada*, LC 2000, c 9, art 56.1(2). Voir aussi Élections Canada, « ÉlectoFaits », en ligne : <elections.ca/electofacts>.

¹² Cabinet du premier ministre du Canada, « Le premier ministre Carney suspend la taxe d'accise fédérale sur l'essence et le diesel », communiqué (14 avril 2026), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/communiqués/2026/04/14/premier-ministre-carney-suspend-la-taxe-daccise-federale-lessence>.

¹³ Gouvernement de l'Alberta, « Motion for constitutional change in appointments », communiqué (24 mars 2026), en ligne : <alberta.ca/release.cfm?xID=959368279B435-BF1E-97D7-D0501D47FD3F45F8>; Gouvernement de l'Alberta, « Provinces unite to reform judicial appointments », communiqué (24 mars 2026), en ligne : <alberta.ca/release.cfm?xID=958863EFF1512-ED54-0BE4-09355087618E7220>.

¹⁴ Gouvernement de l'Alberta, « Final agreement signed for major project reviews », communiqué (2 avril 2026), en ligne : <alberta.ca/release.cfm?xID=9595512DD9E9A-AFC3-7066-E533D12DA0A6EB8A>.

et de réglementation à l'évaluation fédérale¹⁵.

Les discussions se poursuivent avec le Yukon, la Saskatchewan, le Québec ainsi que Terre-Neuve-et-Labrador; cependant, ces provinces avaient conclu plusieurs ententes de collaboration avec le gouvernement du Canada dans le cadre de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 1992*¹⁶.

- Le 14 avril, l'Alberta a annoncé qu'elle présentait un projet de loi, l'*Expedited 120-Day Approvals Act* (loi sur les autorisations accélérées en 120 jours – projet de loi 30), visant à simplifier les procédures d'autorisation pour les investissements dans des projets d'envergure, définis comme des projets s'inscrivant dans les priorités provinciales, représentant un investissement en capital d'au moins 250 millions de dollars et revêtant une importance économique stratégique¹⁷. Si ces projets sont adoptés, leur délai d'approbation serait de 120 jours. Le projet de loi définit la procédure, les conditions de dépôt des demandes et les critères d'approbation destinés à guider tant les porteurs de projets que les organismes de réglementation. Cependant, pour que leur projet

puisse prétendre à une désignation « qualifié », les porteurs de projets devront également avoir mené à bien, ou avoir pratiquement mené à bien, le processus d'évaluation environnementale et la consultation des populations autochtones. Le projet de loi ne modifie en rien l'obligation de consultation qui incombe à l'Alberta¹⁸.

- Le 23 janvier, la Cour d'appel de l'Alberta a publié ses derniers motifs de décision à la suite de la quatrième réunion de gestion de l'affaire consacrée aux conseils et directives concernant la contestation en cours contre le *Règlement sur l'électricité propre*¹⁹.
- Perspective de référendums sur l'indépendance au Québec²⁰ et en Alberta, malgré la décision rendue le 10 avril 2026 par la Cour du Banc du Roi de l'Alberta d'interdire la certification des résultats de la pétition ou de saisir le ministre de la Justice de l'Alberta tant que la Cour ne se sera pas prononcée sur les requêtes déposées par la Première Nation des Chipewyans d'Athabasca et les Nations Pieds-Noirs²¹.

Si la nécessité est la mère de toutes les inventions, alors le rapport du 3 mars 2026 rédigé par les juristes Paul Daly et Mark Mancini, intitulé *The Single Market Myth: How Ottawa and the provinces can finally dismantle Canada's costly*

¹⁵ Agence d'évaluation d'impact du Canada, « Entente de collaboration Canada–Alberta », en ligne : <canada.ca/fr/agence-evaluation-impact/organisation/lois-reglements/loi-et-liste-reglements/entente-collaboration-alberta-canada.html>.

¹⁶ Agence d'évaluation d'impact du Canada, « Ententes en matière d'évaluation environnementale », en ligne : <canada.ca/fr/agence-evaluation-impact/organisation/lois-reglements/loi-et-liste-reglements/ententes-evaluation-environnementale.html>.

¹⁷ Gouvernement de l'Alberta, « Faster approvals for major projects », communiqué (14 avril 2026), en ligne : <alberta.ca/release.cfm?xID=960007FC5FC39-E742-3256-178A5426A76D7C83>; Emily Williams, « Alberta government introduces 120-day approvals for major energy projects », CBC News (14 avril 2026), en ligne : <cbc.ca/news/canada/edmonton/alberta-government-120-day-approvals-major-energy-projects-9.7163707>.

¹⁸ « Faster Approvals for Major Projects », BOE Report (15 avril 2026), en ligne : <boereport.com/2026/04/15/faster-approvals-for-major-projects>.

¹⁹ *Reference re Clean Electricity Regulations (Canada)*, 2026 ABCA 22.

²⁰ Alex Cool-Fergus, « The Next Separatist Crisis Isn't in Alberta. It's in Quebec », *The Walrus* (4 février 2026), en ligne : <thewalrus.ca/the-next-separatist-crisis-isnt-in-alberta-its-in-quebec>.

²¹ *Athabasca Chipewyan First Nation v Alberta (Chief Electoral Officer)*, 2026 ABKB 278. Auparavant, un autre juge avait déclaré que le référendum soulevait des questions quant à sa validité constitutionnelle, bien que le gouvernement de l'Alberta ait modifié sa législation afin de permettre la poursuite de la collecte des signatures. Voir *Chief Electoral Officer of Alberta v Sylvestre*, 2025 ABKB 712.

*internal trade barriers*²² (le mythe du marché unique : comment Ottawa et les provinces peuvent enfin supprimer les coûteuses barrières commerciales internes du Canada), est une lecture incontournable pour tous ceux qui, dans les domaines de l'énergie, de la réglementation et du droit, recherchent des ententes de collaboration susceptibles de relever le défi posé par la structure constitutionnelle du Canada en matière d'énergie. C'est là que réside la promesse d'une « époque passionnante » – alors que l'aspiration du Canada à devenir une « superpuissance énergétique » est en jeu.

DANS LE PRÉSENT NUMÉRO

Nous commençons le présent numéro par un commentaire de Matthias Hofmann en réponse à l'article d'Ahmad Faruqui sur la tarification de l'électricité en temps réel, publié dans le numéro 3, volume 13, de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*²³. Dans son commentaire intitulé « Évolutions récentes de la tarification en temps réel en Norvège », Matthias Hofmann, titulaire d'une maîtrise en sciences et conseiller principal chez Statnett, apporte des données empiriques sur le potentiel et les limites de ce type de tarification telle qu'elle est mise en œuvre en Norvège, dans le contexte d'une évolution des approches réglementaires en la matière. S'appuyant sur les données les plus récentes provenant de Norvège, M. Hofmann apporte un éclairage sur la conception des tarifs, un sujet qui continue de poser des défis tant pour les entreprises que pour les consommateurs et les organismes de réglementation au Canada.

Mohammed El Mendri, avocat chez PNL Advocacy et conseiller en recherche juridique auprès de l'Association canadienne du gaz (ACG), a rédigé un « Compte rendu du forum sur le droit de l'énergie 2026 » de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*. Il y donne un résumé général des travaux du forum, qui s'est tenu les 4 et 5 mai 2026 à Montréal. M. El Mendri conclut en soulignant que le droit de l'énergie évolue désormais au rythme de l'actualité politique et économique du pays, puis invite les lecteurs

à ne pas rater les prochains numéros de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* pour suivre la poursuite des débats sur les questions soulevées lors de ce forum.

Dans l'article intitulé « Projet d'accord de collaboration entre le Canada et l'Alberta en matière d'évaluation environnementale et d'impact », Nigel Bankes, professeur émérite de droit à l'Université de Calgary, analyse le projet d'entente de collaboration en ce qui a trait aux évaluations environnementales et aux évaluations d'impact entre le Canada et l'Alberta. M. Bankes examine un document de référence de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (AEIC) qui sert de base aux différentes ententes de collaboration déjà en vigueur avec d'autres provinces, avant de formuler une critique du projet d'entente entre le Canada et l'Alberta. M. Bankes procède à un examen détaillé de l'entente avant de formuler des remarques critiques sur ce qu'il considère comme une abdication du gouvernement fédéral dans le domaine de l'évaluation d'impact.

Le professeur Pierre-Olivier Pineau, professeur au département de sciences de la décision à HEC Montréal, examine en détail l'industrie de l'énergie au Québec dans son article intitulé « L'État de l'énergie au Québec ». M. Pineau évalue le bouquet énergétique de la province par type de ressource et par usage, décrit l'organisation du secteur de l'énergie et analyse les défis auxquels l'industrie de l'énergie québécoise sera confrontée à l'avenir.

Dans son article intitulé « L'aliénation d'actifs d'entreprises de services publics à l'ère des changements climatiques : qui en assume les coûts ? », Mark Kolesar, ancien président de l'Alberta Utilities Commission (AUC), se penche sur ce qui se passe lorsque des actifs d'entreprises de services publics non entièrement amortis ne sont plus considérés comme utilisés et utiles aux fins de l'établissement de tarifs justes et raisonnables. Il met en évidence les deux façons dont les actifs des entreprises de services publics sont affectés négativement par les changements climatiques : leur destruction

²² Paul Daly et Mark Mancini, *The Single Market Myth: How Ottawa and the Provinces Can Finally Dismantle Canada's Costly Internal Trade Barriers* (Ottawa, Institut Macdonald-Laurier, 3 mars 2026), en ligne : <macdonaldlaurier.ca/the-single-market-myth-how-ottawa-and-the-provinces-can-finally-dismantle-canadas-costly-internal-trade-barriers>.

²³ Ahmad Faruqui, « Real-Time Pricing of Electricity for Households: An International Survey » (2025) 13:3 *Energy Regulation Q*, en ligne : <energyregulationquarterly.ca/fr/articles/real-time-pricing-of-electricity-for-households-an-international-survey#sthash.viyUNBTc.aO26LpXt.dpbs>.

prématurée en raison d'événements liés au climat et des exigences politiques ou législatives des pouvoirs publics visant à lutter contre les changements climatiques. La question de savoir « qui en assume les coûts » est récurrente, et M. Kolesar décrit comment ces « actifs immobilisés » ont été traités dans différentes régions nord-américaines.

L'Alberta a remplacé l'ancien tarif par défaut applicable aux petits consommateurs particuliers par un nouveau tarif : le « tarif de dernier recours ». Comme l'explique Chloe Haley, étudiante en économie à l'Université de Calgary, dans son article intitulé « Les répercussions de la stabilité des prix découlant du règlement sur le tarif de dernier recours pour les consommateurs à faible revenu de l'Alberta », la conception de ce tarif pourrait entraîner un certain nombre de conséquences imprévues. Mme Haley mène une analyse empirique du « tarif de dernier recours » et apporte un éclairage sur sa conception ainsi que sur son impact sur les habitudes de consommation.

Dans « Commentaire sur l'affaire *West Whitby Landowners Group Inc. v Elexicon Energy Inc.*, 2025 ONCA 821 »²⁴, Reena Goyal, avocate spécialisée dans le droit de l'énergie, et Alice Xie, stagiaire, toutes deux du cabinet Blake, Cassels & Graydon LLP, ainsi que Roy Hrab, gestionnaire principal de la recherche politique chez Power Advisory LLC, examinent dans quels cas une intervention de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) dans un litige relatif au partage des coûts constitue une décision susceptible d'être révisée. Les auteurs font part de leurs commentaires sur l'analyse par la Cour de la nature des lettres de la CEO et sur la question de savoir si l'intervention de la Commission relevait d'un pouvoir décisionnel prévu par la loi. Ils examinent également le rôle de la délégation de pouvoir décisionnel au sein de la CEO et soulignent la nécessité de clarifier quels types de communications émanant du personnel de la CEO sont contraignantes et lesquels ne le sont pas.

Matthew Ghikas, associé, et Niall Rand, collaborateur, tous deux du cabinet Fasken, Martineau DuMoulin LLP, dans leur article intitulé « La BC Utilities Commission approuve un investissement important dans

le renforcement de la résilience du service de gaz naturel » abordent la décision rendue le 27 octobre 2025 par la British Columbia Utilities Commission (BCUC) d'octroyer un certificat de service public au projet d'expansion du site de stockage de gaz naturel liquéfié de Tilbury, mené par FortisBC Energy Inc. Les auteurs examinent le processus réglementaire itératif et les éléments de preuve évolutifs nécessaires pour traiter la question de la résilience du réseau de gaz naturel, en l'absence de normes de résilience à l'échelle du secteur, afin de démontrer la nécessité du projet et son intérêt public.

Le présent numéro s'achève par un article d'Adam White, fondateur et directeur général de Powerconsumer Inc., intitulé « Prudence avant la convergence : réflexions sur la Feuille de route de l'Association de l'énergie de l'Ontario au sujet des exploitants de réseau de distribution ». Dans cet article exhaustif, M. White décrit la *Feuille de route des exploitants de réseau de distribution (ERD)* de l'Association de l'énergie de l'Ontario (AEO) et évalue s'il est justifié de s'engager dès à présent en faveur d'une forme précise de marché des ERD, avant de présenter une voie à suivre axée sur les capacités, qui préserve les options réglementaires, tout en permettant aux progrès concrets des ERD de se poursuivre. ■

²⁴ *West Whitby Landowners Group Inc v Elexicon Energy Inc.*, 2025 ONCA 821.

ÉVOLUTIONS RÉCENTES DE LA TARIFICATION EN TEMPS RÉEL EN NORVÈGE

Commentaire sur l'article d'Ahmad Faruqui « Prix en temps réel de l'électricité pour les ménages : une analyse internationale »¹

Matthias Hofmann*

INTRODUCTION

Dans son analyse internationale sur la tarification de l'électricité en temps réel pour les ménages, Faruqui cite la Norvège comme un exemple marquant, en raison de la part exceptionnellement élevée de ménages disposant de contrats indexés sur le prix horaire au comptant de l'électricité pour le lendemain. Des données récentes révèlent qu'environ 97 % des ménages norvégiens ont des contrats de détail à tarification de l'électricité en temps réel². Cette généralisation fait de la Norvège un cas particulièrement pertinent pour évaluer à la fois le potentiel et les limites de la tarification en temps réel dans la pratique. C'est pourquoi je souhaite informer les lecteurs des récentes évolutions observées à ce sujet dans ce pays.

Pendant de nombreuses années, la variation de la demande des ménages norvégiens en fonction du prix est demeurée modeste. Les prix de l'électricité étaient généralement bas et affichaient une volatilité relativement faible, ce qui n'incitait guère les ménages à adapter leur

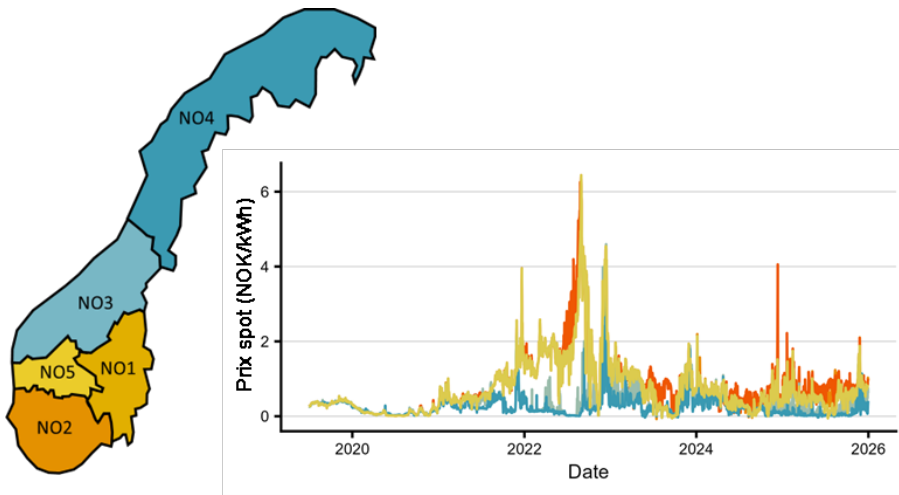
consommation en fonction des signaux de prix horaires. Or, cette situation a radicalement changé à l'automne 2021, lorsque les prix de l'électricité ont fortement augmenté et que leur volatilité s'est considérablement accrue, comme l'illustre la figure 1. Ces changements découlaient de la hausse rapide des prix du gaz naturel en Europe entraînée par un marché gazier de plus en plus tendu en raison de la réduction de l'approvisionnement en gaz naturel russe, qui s'était amorcée avant même l'invasion à grande échelle de l'Ukraine en février 2022. Étant donné que ce sont souvent les centrales électriques alimentées au gaz naturel qui fixent le prix marginal sur le marché de l'électricité, ces évolutions ont entraîné une hausse des prix de gros de l'électricité partout en Europe. En raison de l'intégration des marchés européens de l'électricité, cela a occasionné des prix de l'électricité plus élevés et plus volatils en Norvège, bien que la production d'électricité norvégienne repose principalement sur l'hydroélectricité, complétée par l'énergie éolienne. Par conséquent, les ménages ont pris davantage conscience du coût de l'électricité, et leur sensibilité aux prix est devenue nettement plus importante.

¹ Ahmad Faruqui, « Prix en temps réel de l'électricité pour les ménages : une analyse internationale » (2025) 13:3 *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, en ligne : <energyregulationquarterly.ca/fr/articles/real-time-pricing-of-electricity-for-households-an-international-survey#sthash.a8THyrlG.dpbs>.

* Matthias Hofmann est conseiller principal chez Statnett, l'opérateur du système de transport d'électricité en Norvège, où il travaille sur l'utilisation du système et la flexibilité des réseaux électriques. Avant ce poste, il a occupé plusieurs fonctions chez Statnett et chez SINTEF — l'un des plus grands organismes de recherche indépendants en Europe — en se concentrant sur l'analyse des systèmes électriques et la gestion de programmes de recherche. Il est titulaire d'un doctorat de la NTNU portant sur la flexibilité de la demande comme alternative aux investissements dans les réseaux, ainsi que d'une maîtrise en génie industriel et gestion de la Technische Universität Ilmenau. Son travail porte sur la conception des marchés de l'électricité, la flexibilité de la demande et la sécurité d'approvisionnement, en combinant analyses empiriques et recherche appliquée dans les systèmes électriques norvégiens et européens.

² Statistics Norway, *Breakdown of Electricity Sales: Electricity Prices in the End-User Market, by Type of Contract and Quarter*, tableau 14491 (16 février 2026), en ligne : Statistics Norway <ssb.no/en/statbank/table/14491?sq=30120598>.

Figure 1: Carte des zones d'enchères norvégiennes (zones tarifaires) regroupant le sud de la Norvège (NO1, NO2, NO5) et le nord de la Norvège (NO3, NO4), avec leurs prix au comptant respectifs pour la période de juillet 2019 à décembre 2025³.



Les données empiriques révèlent que, si les ménages moyens n'ont réagi que faiblement aux variations des prix horaires, la consommation totale d'électricité a baissé d'environ 11 à 14 % à la suite de la forte hausse des prix de l'électricité à partir de l'automne 2021⁴. Cette hausse de prix a également entraîné l'adoption croissante de technologies intelligentes destinées à réguler la consommation d'électricité, ce qui a permis aux ménages de mieux s'adapter aux variations des prix horaires d'électricité. Ces technologies comprennent la recharge intelligente des véhicules électriques (« VÉ »), les chauffe-eau électriques intelligents et la régulation du chauffage électrique, très répandue en Norvège. Parmi celles-ci, la recharge intelligente des VÉ joue un rôle de plus en plus important dans la variation de la demande en fonction des fluctuations de prix.

CONTRECoup ET AFFAIBLISSEMENT DES SIGNAUX DE PRIX

Malgré la forte prévalence des contrats à tarification en temps réel, la hausse des prix de l'électricité et de leur volatilité a suscité une levée de boucliers politique et sociétale contre la forte exposition des ménages aux fluctuations de prix⁵. Il est important de noter que cette réaction n'a pas principalement pris la forme d'un passage des ménages des contrats à tarification en temps réel à des contrats à prix fixe, encore offerts. Au contraire, elle a principalement donné lieu à la mise en place, par les pouvoirs publics, de programmes de soutien au paiement des factures d'électricité visant à réduire les coûts d'électricité des ménages. Toutefois, ces programmes ont eu pour effet secondaire d'affaiblir considérablement, voire

³ Ce graphique a été conçu par l'auteur du présent article à partir de données tirées de la base de données suivante : Nord Pool, « Day-ahead Prices » (dernière consultation le 29 mai 2026), en ligne : Nord Pool <data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices?deliveryDate=latest¤cy=EUR&aggregation=DeliveryPeriod&deliveryAreas=AT>.

⁴ Matthias Hofmann et Hanne Sæle, « A Comparative Analysis of Implicit Demand Side Response among Norwegian Electricity Consumers during the 2022/23 Energy Crisis », communication présentée à la session 2024 de Paris du CIGRE. Voir également : Matthias Hofmann et Karen Byskov Lindberg, « Residential Demand Response and Dynamic Electricity Contracts with Hourly Prices: A Study of Norwegian Households during the 2021/22 Energy Crisis », 13 *Smart Energy* 100126 (février 2024), en ligne : <doi.org/10.1016/j.segy.2023.100126>.

⁵ Tone Sofie Aglen, « Strømspøkelset er tilbake », *NRK* (12 décembre 2024), en ligne : <nrk.no/ytring/stromspokelset-er-tilbake-1.17166606> [en norvégien].

de supprimer, les signaux de prix auxquels sont effectivement exposés les ménages.

Les premiers programmes de soutien avaient été conçus de manière à préserver en partie les incitations à adapter la demande aux fluctuations de prix. Cependant, au fil du temps, la conception de ces programmes a progressivement affaibli le lien entre les prix au comptant et les coûts d'électricité des ménages. Cette évolution a abouti, en octobre 2025, à la mise en place d'un programme à prix fixe, communément appelé « prix norvégien », qui supprime de fait l'exposition aux fluctuations de prix en temps réel pour les ménages participants.

ÉVOLUTION DES PROGRAMMES DE SOUTIEN POUR L'ÉLECTRICITÉ EN NORVÈGE

Les programmes norvégiens de soutien pour l'électricité⁶ ont évolué depuis leur mise en place fin 2021, en réponse à la forte hausse des prix de l'électricité. Chaque modification apportée à leur conception a eu une incidence sur la manière dont les ménages réagissent aux signaux de prix au comptant, affaiblissant progressivement ces incitations à modifier leur consommation d'électricité. Il est important de garder à l'esprit que ces programmes de soutien n'affectent pas et ne remplacent pas les contrats de fourniture d'électricité au détail, qui, pour la plupart des ménages, sont établis sur une tarification en temps réel.

- **Programme de soutien mensuel pour l'électricité (mis en place en décembre 2021)⁷ :**

Dans le cadre du programme initial de soutien mensuel, l'État remboursait aux ménages un pourcentage du prix de l'électricité dépassant un seuil prédéfini. Bien que les paramètres aient évolué au fil du temps, ce programme a fini par couvrir 90 pourcent du prix au-delà du seuil de 0,70 couronne

norvégienne (« NOK »)/kilowattheure (« kWh ») hors taxe sur la valeur ajoutée (« TVA »), la compensation étant versée sous forme de tarif du réseau. Le montant de l'indemnisation a été calculé à partir du prix au comptant mensuel moyen et de la consommation réelle d'électricité du ménage pour le mois visé. L'indemnisation étant établie sur la base du prix mensuel moyen, les ménages restaient soumis à l'intégralité des variations horaires de prix au cours du mois. Le fait de déplacer la consommation des heures où le prix est élevé vers les heures où il est moins élevé a donc permis de réduire la facture d'électricité sans affecter le niveau du soutien, préservant ainsi les incitations au report de la consommation.

- **Programme de soutien pour l'électricité tarifée à l'heure (mis en place en septembre 2023)⁸ :**

Dans le cadre du programme de soutien pour l'électricité tarifée à l'heure, l'indemnisation était établie sur la base du prix horaire au comptant réel et de la consommation d'électricité du ménage au cours de l'heure correspondante, plutôt que sur la base de moyennes mensuelles. Le seuil de prix a été progressivement relevé pour atteindre 0,77 NOK/kWh hors TVA à partir de janvier 2026, tandis que le taux d'indemnisation est resté fixé à 90 pourcent. Ce programme a considérablement réduit les incitations au report de la consommation pendant les heures où les prix dépassaient le seuil, puisque 90 pourcent de l'écart de prix était remboursé. Bien que les ménages aient continué à subir des variations de prix en dessous du

⁶ Gouvernement de la Norvège, *Støtte til husholdninger — Innretning på strømstønadssystemet de siste årene*, en ligne : Regjeringen <regjeringen.no/no/tema/energi/strøm/regjeringens-strømtiltak/id2900232> [en norvégien].

⁷ Cabinet du premier ministre de la Norvège, ministère de l'Énergie et ministère des Finances, « Government Launches Electricity Support Package Worth Billions » (11 décembre 2021), en ligne : Regjeringen <regjeringen.no/en/whats-new/government-launches-electricity-support-package-worth-billions/id2891839>.

⁸ Ministère de l'Énergie de la Norvège, « Mer treffsikre strømstønadssystemet til husholdningene » (11 mai 2023), en ligne : Regjeringen <regjeringen.no/no/aktuelt/mer-treffsikre-strømstønadssystemet-til-husholdningene/id2976901> [en norvégien].

seuil, la force globale du signal de prix émanant des prix au comptant s'est considérablement affaiblie, en particulier pendant les périodes de prix élevés où la réponse à la demande aurait été la plus utile pour le réseau électrique.

- **« Prix norvégien » (mis en place en octobre 2025)⁹ :**

Le « prix norvégien » est un programme de soutien volontaire auquel les ménages peuvent participer. Ceux qui n'y participent pas restent soumis au programme de soutien pour l'électricité tarifée à l'heure. Le « prix norvégien » consiste en un prix de l'électricité fixé à 0,40 NOK/kWh hors TVA. Les ménages reçoivent une compensation sous forme de tarif du réseau lorsque le prix au comptant dépasse le prix fixe et doivent payer la différence lorsque celui-ci passe en dessous de ce niveau. Une fois inscrit au programme, un ménage le demeure jusqu'à la fin de l'année civile, bien que l'adhésion au programme puisse avoir lieu à tout moment de l'année. Dans le sud de la Norvège, où les prix au comptant moyens prévus pour 2026 sont nettement supérieurs à 0,40 NOK/kWh, le programme est très attractif. En avril 2026, environ deux tiers des ménages des zones d'enchères du sud avaient adhéré au programme « prix norvégien »¹⁰. Du fait de sa conception, ce programme élimine effectivement tous les signaux de prix à court terme pour les ménages adhérant au « prix norvégien ».

PREMIÈRES DONNÉES SUR LES EFFETS DU « PRIX NORVÉGIEN » SUR LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Des analyses empiriques préliminaires¹¹, qui n'ont pas encore été publiées, révèlent deux effets principaux du « prix norvégien ». Premièrement, les ménages participant au programme du « prix norvégien » augmentent leur consommation d'électricité de quelques points de pourcentage par rapport à ceux qui continuent de participer au programme de soutien pour l'électricité tarifée à l'heure au sein de la même zone d'enchères, comme l'illustre la figure 2. Cela s'explique par le prix plus bas de l'électricité et, par conséquent, par une incitation moindre à réduire sa consommation d'électricité. Deuxièmement, l'augmentation de la consommation semble suivre le profil de consommation typique des ménages, avec des hausses en pourcentage relativement plus importantes l'après-midi et en soirée, comme l'illustre la figure 3. Cela signifie que la consommation d'électricité augmente particulièrement pendant les heures de pointe. Cela pourrait s'expliquer par le fait que les ménages bénéficiant d'un tarif fixe n'ont pas tendance à reporter leur consommation vers les heures nocturnes, où les prix au comptant sont plus bas. En conséquence, la suppression des signaux de prix en temps réel entraîne non seulement une augmentation de la consommation totale, mais peut également accentuer la demande de pointe au niveau du réseau.

⁹ Ministère de l'Énergie de la Norvège, « Norway Price to Ensure Predictable and Stable Electricity Prices for Consumers » (17 mars 2025), en ligne : [Regjeringen <regjeringen.no/en/whats-new/norgespris-skal-sikre-forutsigbare-og-stabile-strompriser-for-folk/id3090849>](https://regjeringen.no/en/whats-new/norgespris-skal-sikre-forutsigbare-og-stabile-strompriser-for-folk/id3090849).

¹⁰ Elhub, *Statistikk for Norgespris*, en ligne : [Elhub <elhub.no/data-og-innsikt/statistikk-for-norgespris>](https://elhub.no/data-og-innsikt/statistikk-for-norgespris) [en norvégien].

¹¹ Kristine Johanne Viddal Moen, Synne Lefdal, Matthias Hofmann et Karen Byskov Lindberg, « Lower Electricity Prices, Higher Demand? – The Effect of Introducing a Subsidized Flat Electricity Price to Norwegian Households » [communication acceptée à la 22^e conférence internationale annuelle sur le marché européen de l'énergie (EEM 2026), Trondheim (Norvège), du 22 au 24 juin 2026] [non publiée].

Figure 2: Évolution de la consommation d’électricité des ménages pendant les mois d’hiver chez les ménages participant au programme « prix norvégien », après la mise en place de ce programme¹².

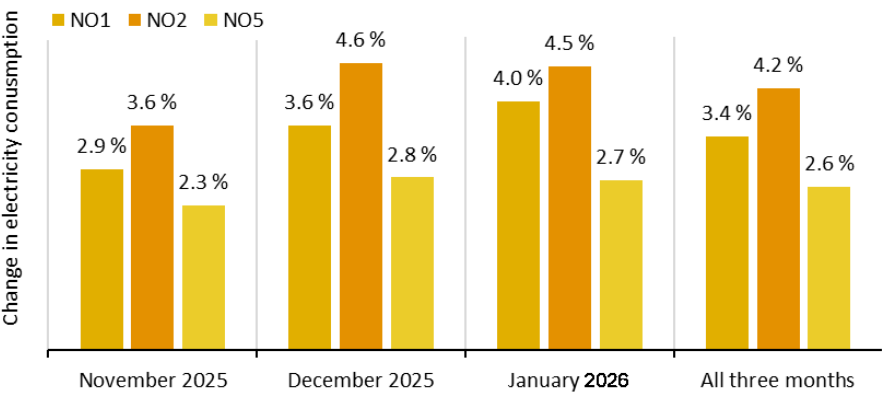
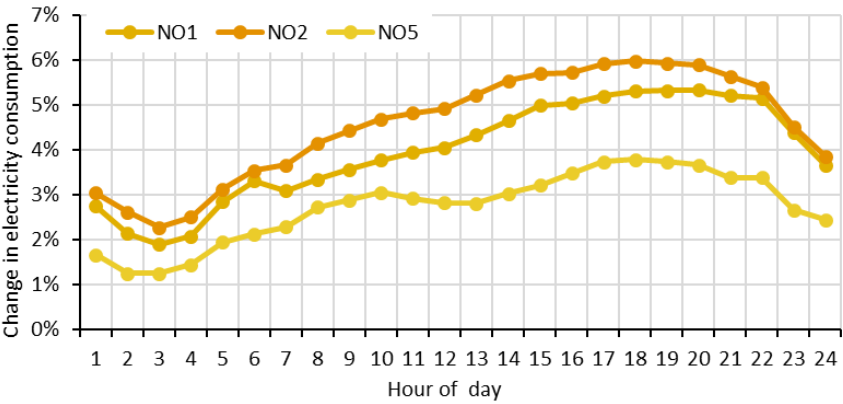


Figure 3: Évolution de la consommation d’électricité des ménages par heure de la journée en janvier 2026 chez les ménages participant au programme « prix norvégien »¹³



¹² Ibid.

¹³ Ibid.

CONCLUSION

La Norvège constitue un cas intéressant pour évaluer la tarification de l'électricité en temps réel pour les ménages puisqu'elle combine une exposition quasi totale aux prix horaires du marché au comptant et des interventions politiques mises en œuvre en période de prix de l'électricité élevés et volatils. L'expérience observée depuis l'automne 2021 montre que des signaux de prix forts peuvent avoir une incidence sur les comportements : bien que les ménages moyens n'aient réagi que modestement aux variations de prix horaires à court terme, la hausse des prix a entraîné une réduction substantielle de la consommation globale d'électricité et accéléré l'adoption de technologies intelligentes permettant de réguler la consommation d'électricité. Parallèlement, la mise en place ultérieure de divers programmes de soutien aux consommateurs d'électricité a progressivement affaibli l'exposition des ménages aux signaux de prix en temps réel. De nouvelles données indiquent que cet affaiblissement des incitations tarifaires entraîne une augmentation de la consommation d'électricité et pourrait accroître la demande de pointe au niveau du réseau en réduisant le déplacement de la consommation vers les périodes où la demande est moins élevée.

En résumé, le cas de la Norvège souligne que l'efficacité de la tarification en temps réel pour les ménages dépend non seulement de la conception des contrats de détail et des technologies disponibles, mais aussi des politiques connexes visant à réduire les coûts de l'électricité pour les ménages et de leurs effets sur l'exposition de ces derniers aux signaux de prix. ■

COMPTE RENDU DU FORUM SUR LE DROIT DE L'ÉNERGIE 2026

*Mohammed El Mendri**

JOUR 1

Mot d'ouverture et présentation du prix Kaiser Energy Bison

Les 4 et 5 mai 2026, l'équipe de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* a organisé à Montréal son forum annuel sur le droit de l'énergie (*Energy Law Forum*). Ce forum s'est ouvert par la remise du prix annuel, soit le prix *Kaiser Energy Bison* 2026. Cette année, cette distinction a été décernée à Timothy Egan, avocat de profession et figure de proue de la gouvernance énergétique, qui occupait jusqu'à très récemment le poste de président et chef de la direction de l'Association canadienne du gaz (ACG), fonction qu'il a exercée pendant plus de dix ans.

Dans son discours de remerciement, Tim est revenu sur la genèse de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*. Le besoin, a-t-il expliqué, était évident : on devait se doter d'un forum où les décisions réglementaires puissent être examinées, critiquées et débattues. Ce besoin a constitué l'idée fondatrice de la revue, et c'est ainsi qu'est née la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, fruit d'un partenariat entre l'ACG et Électricité Canada (EC). Cependant, une question majeure subsistait : comment asseoir la crédibilité de la revue dès le départ ? La réponse a pris la forme d'une co-direction prestigieuse, assurée par deux personnes déjà bien connues dans les milieux de l'énergie et de la réglementation : feu

Gordon Edward Kaiser et Rowland Harrison. Tim n'a pas manqué de raconter d'où provient le nom de ce prix. Celui-ci portait le nom de « Energy Bear » (ours de l'énergie) avant la pandémie. Cependant, le décès de Gordon a été l'occasion de rendre hommage au bâtisseur qu'il était : non pas un ours, mais un bison.

L'intervenant suivant a été Nik Nanos, sondeur canadien et scientifique des données de Nanos Research. M. Nanos a brossé un tableau de l'opinion publique canadienne sur l'énergie et du climat politique du pays, qu'il a articulé autour de deux thèmes principaux : la refonte de la politique énergétique et l'avancement des grands projets. Il s'est ensuite exprimé sur l'état d'esprit économique et politique au pays. M. Nanos a présenté divers sondages illustrant l'humeur actuelle et évolutive des Canadiens face aux différents enjeux auxquels le public est confronté. Dans l'ensemble, il a conclu que, bien que les Canadiens restent préoccupés par le montant de leurs factures, ils accordent néanmoins, pour l'instant, le bénéfice du doute au gouvernement.

JOUR 2

Panel 1 : Le droit administratif en 2025 – bilan de l'année

Le professeur Paul Daly, de l'Université d'Ottawa, a présenté son tour d'horizon, désormais très attendu, des évolutions de l'année écoulée en matière de droit administratif, un

* Mohammed El Mendri (B.A., J.D., LL.L.) a effectué son stage d'avocat à la fois en droit de la famille, au bureau des avocats de service de la Cour supérieure de justice de Cornwall, et en droit des réfugiés à Ottawa, au sein d'Aide juridique Ontario. Ces deux expériences ont profondément ancré son engagement envers l'accès à la justice. Aujourd'hui avocat au sein du cabinet PNL Advocacy, il occupe également les fonctions de conseiller en recherche juridique auprès de l'Association canadienne du gaz, où il contribue à la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* ainsi qu'à des mandats internes liés au droit de l'énergie. Ses centres d'intérêt portent sur le droit public, le droit administratif, les litiges, ainsi que sur les questions contemporaines de gouvernance institutionnelle et de protection des minorités.

bilan qu'il publie également chaque année, sous une forme plus détaillée, dans la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*¹. Sa rétrospective avait pour thème principal l'expansion continue du « champ d'application de l'arrêt *Vavilov* » et de sa culture de la justification, selon laquelle la légitimité d'une décision publique repose sur les motifs qui la sous-tendent, et non sur la simple affirmation d'un pouvoir par son exercice. À ce titre, le professeur Daly a passé en revue les affaires liées à la question suivante : « Jusqu'où un organisme de réglementation doit-il aller dans l'exposé des motifs de ses décisions ? ». Il s'est également penché sur la manière dont les tribunaux traitent l'interprétation des textes législatifs par les organismes de réglementation, en particulier au sujet de ce qu'il a qualifié de « texture ouverte » du langage législatif, selon lequel les termes employés dans une loi ne peuvent jamais prévoir à l'avance toutes les situations auxquelles ils pourraient devoir s'appliquer. À cette question se rattache le rôle de la jurisprudence en tant que contrainte pesant sur le décideur, un point que le professeur Daly a développé à l'aide d'un exemple tiré d'un arrêt récent de la Cour suprême.

Un autre domaine qui continue d'occuper les juristes spécialisés en réglementation est le chevauchement entre les mécanismes d'appel et le contrôle judiciaire. De même, les questions d'équité procédurale, de partialité et d'indépendance des décideurs ont occupé une grande partie de la rétrospective de la jurisprudence réalisée par le professeur Daly. Ce dernier a conclu en signalant quelques affaires à venir qu'il convient de suivre de près. Ces affaires aborderont des questions fondamentales dont les suivantes : Un gouvernement peut-il, par voie législative, empêcher les tribunaux de contrôler une décision administrative ? Comment un tribunal doit-il examiner une décision qui repose principalement sur des faits ? Dans quelles circonstances un tribunal québécois peut-il examiner une décision administrative et avec quel degré de déférence ? Lorsqu'une décision administrative met en jeu une valeur protégée par la *Charte*, telle que la liberté d'expression, avec quelle rigueur les tribunaux doivent-ils vérifier que cette valeur a bien été respectée ?

Panel 2 : Le point de vue des consommateurs sur la situation énergétique actuelle au Canada

Greg Lyle, sondeur, fondateur et président d'Innovative Research Group, a présenté ses conclusions concernant le sentiment des consommateurs au Canada, notamment en ce qui concerne les questions énergétiques. M. Lyle a abordé plusieurs thèmes, tels que l'abordabilité de l'énergie et le coût de la vie. En prenant le Canada atlantique comme exemple éclairant, il a évoqué le rôle des processus décisionnels, de l'acceptabilité sociale, de la sécurité énergétique, des énergies renouvelables, des centres de données et des inquiétudes du public face à la situation politique mondiale dans l'élaboration des futures politiques énergétiques.

Panel 3 : Les enjeux du droit de l'énergie auxquels sont confrontés les organismes de réglementation – de l'audience à l'exécution des décisions

L'intervention de M. Lyle a servi de transition à la table ronde suivante, qui réunissait Scott MacKenzie, c.r., le professeur Mark Mancini et David Morton. Le thème portait sur l'indépendance des organismes de réglementation du secteur de l'énergie, cette qualité si souvent invoquée, mais qui se mesure avant tout dans la pratique, dans la salle d'audience, et une fois la décision rendue. David Morton, ancien président du conseil d'administration de la British Columbia Utilities Commission (BCUC), a présenté son point de vue sur l'indépendance des organismes de réglementation sous un angle international et comparatif. Partout, a-t-il rappelé, la crédibilité de l'organisme de réglementation repose sur les mêmes conditions : un financement stable, la transparence, la responsabilité et, surtout, une grande indépendance vis-à-vis de toute ingérence politique, ce qui reste à ce jour l'élément essentiel de la légitimité d'un tel organisme. Scott MacKenzie, c.r., ancien président du conseil d'administration de la commission de réglementation et d'appel de l'Île-du-Prince-Édouard (IRAC), a également abordé la question sous un angle canadien. Il a souligné que divers changements apportés à la structure de gouvernance des organismes de réglementation, tels que la réduction de

¹ Voir Paul Daly, « Évolution du droit administratif relatif au droit et à la réglementation de l'énergie en 2025 » (2026) 14:1 *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie* 11.

la durée des mandats des décideurs, ainsi que les pressions politiques externes, peuvent parfois remettre en cause l'indépendance de l'organisme.

Mark Mancini, professeur de droit, a expliqué en quoi le contrôle judiciaire permet aux tribunaux de vérifier la légalité des décisions administratives. L'affaire *Démocratie en surveillance*², sur laquelle se penchera prochainement la Cour suprême, devrait apporter une réponse à la question suivante : l'organe législatif peut-il soustraire aux tribunaux le contrôle judiciaire des questions de droit et, dans l'affirmative, dans quelle mesure ?

Panel 4 : Les organismes de réglementation font face à de nouveaux défis dans la prise de leurs décisions

Le groupe suivant a réuni Doug Slater, vice-président des relations avec les Autochtones et des affaires réglementaires à FortisBC, et John Vellone, associé principal national du groupe de l'énergie, des ressources et des énergies renouvelables au cabinet d'avocats BLG. Le groupe d'experts a abordé deux thèmes avec lesquels doivent composer les organismes de réglementation aujourd'hui : (1) la résilience, qui est devenue un nouveau défi au cœur du mandat des organismes de réglementation; et (2) l'innovation. M. Slater s'est fondé sur la rupture d'un important gazoduc de la Colombie-Britannique en 2018 pour expliquer pourquoi la résilience est maintenant au cœur de la planification des services publics, puis a discuté du processus réglementaire, de l'analyse et du cadre de planification nécessaires pour appuyer les investissements visant à améliorer la résilience du réseau énergétique.

John Vellone a abordé la question de la manière dont l'innovation et la réglementation peuvent se recouper et s'entrecroiser, d'autant plus que les missions des organismes de réglementation modernes ont été élargies pour inclure l'objectif de faciliter l'innovation. M. Vellone a évoqué

des initiatives telles que les bacs à sable réglementaires, les projets pilotes d'accueil et les essais à petite échelle, qui permettent de tester la faisabilité, les délais, les coûts et les risques liés aux innovations.

Panel 5 : Examen des grands projets

Le dernier panel réunissait Gerard Kennedy, professeur de droit, Mark Watton, commissaire en chef à la Régie de l'énergie du Canada (REC), et Terence Hubbard, président de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada. La discussion a porté sur les modalités d'approbation des grands projets au Canada et sur la volonté récente du gouvernement fédéral d'accélérer leur mise en œuvre, notamment au moyen de la nouvelle *Loi visant à bâtir le Canada*³ et de la désignation de projets d'intérêt national.

Le professeur Kennedy en a posé les bases : le gouvernement fédéral peut adopter des lois visant à assurer « la paix, l'ordre et le bon gouvernement du Canada »⁴. Cependant, afin d'empêcher le gouvernement fédéral d'être en mesure de tout réglementer, la jurisprudence a encadré ce pouvoir, dont l'élément le plus important est le principe de « l'intérêt national »⁵. M. Kennedy a souligné que la notion « d'intérêt national » n'est pas un terme défini par la Constitution, qu'elle dépend du contexte et qu'elle ne peut être invoquée simplement pour contourner l'autorité provinciale. Même si la Loi est valide d'une manière générale, la désignation de chaque projet doit elle-même relever de la compétence fédérale et respecter les limites constitutionnelles, y compris les droits des peuples autochtones.

Mark Watton a expliqué comment fonctionne aujourd'hui la REC et en quoi la nouvelle Loi⁶ pourrait changer la donne. Les projets dont la REC s'occupe le plus souvent sont les pipelines et les gazoducs, qui ont toujours constitué des sujets politiquement sensibles, car ils touchent de nombreux intérêts. Aujourd'hui, lorsqu'un promoteur dépose une demande, et en fonction de l'ampleur du projet, l'organisme

² *Démocratie en surveillance c Canada (Procureur général)*, 2024 CAF 158, autorisation de pourvoi à la CSC accordée, 41576 (8 mai 2025).

³ *Loi visant à bâtir le Canada*, LC 2025, c 2.

⁴ *Loi constitutionnelle de 1867* (R.-U.), 30 & 31 Vict, c 3, art 91, reproduite dans LRC 1985, annexe II, no 5.

⁵ Voir « Renvois relatifs à la Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre, 2021 CSC 11 ». Voir également *R c Crown Zellerbach Canada Ltd*, [1988] 1 RCS 401 [*Crown Zellerbach*].

⁶ *Ibid* [*Crown Zellerbach*].

de réglementation peut transmettre au gouvernement un rapport recommandant ou non le projet, dans l'intérêt public, sous réserve de certaines conditions. La Loi⁷ énumère les facteurs à prendre en compte, notamment la viabilité économique, les répercussions sur les peuples autochtones, les enjeux environnementaux, la capacité du promoteur, ainsi que les facteurs sociaux et économiques.

Pour sa part, Terence Hubbard a expliqué comment son agence avait révisé son cadre de référence au printemps 2024 et renforcé son processus décisionnel. Alors qu'un seul accord de coopération avait été conclu en dix ans, elle en compte désormais sept avec les provinces, un autre étant sur le point d'être conclu avec Terre-Neuve-et-Labrador. De plus, des discussions sont en cours avec la Saskatchewan et le Québec. L'Agence d'évaluation d'impact du Canada peut également s'appuyer sur le nouveau Bureau des grands projets, qui est habilité à désigner des projets d'intérêt national et à coordonner les travaux réglementaires, tout en restant dans la compétence fédérale et sans empiéter sur les décisions provinciales. M. Hubbard a cependant souligné que, dans la mesure où la consultation des peuples autochtones est prévue par la loi⁸ et découle de la Constitution⁹, aucun cadre ne peut s'en passer.

CONCLUSION

S'il y a une leçon à tirer de ces deux journées, c'est que le droit de l'énergie évolue désormais au rythme de l'actualité politique et économique du pays. Les questions soulevées par les intervenants, loin d'être tranchées, ne feront que gagner en importance d'ici la prochaine édition du forum sur le droit de l'énergie, où nous espérons accueillir un grand nombre de lecteurs et de professionnels. D'ici là, l'équipe du forum sur le droit de l'énergie vous invite à ne pas manquer les prochains numéros de la *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*, car c'est dans les pages de celle-ci que ces récits continueront d'être écrits. ■

⁷ *Ibid.*

⁸ *Ibid.*

⁹ *Loi constitutionnelle de 1982*, art 35, constituant l'annexe B de la *Loi de 1982 sur le Canada* (R.-U.), 1982, c 11. Voir *Nation Haida c Colombie-Britannique (Ministre des Forêts)*, 2004 CSC 73, [2004] 3 RCS 511.

PROJET D'ACCORD DE COLLABORATION ENTRE LE CANADA ET L'ALBERTA EN MATIÈRE D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET D'IMPACT¹

*Nigel Bankes**

Le 6 mars 2026, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont publié une ébauche d'entente de collaboration en ce qui a trait « aux évaluations environnementales et aux évaluations d'impact », ouvrant ainsi la voie à la réalisation de l'une des initiatives énoncées dans le protocole d'accord sur l'énergie² (le « PA ») signé par les deux gouvernements le 27 novembre 2025. Le PA engageait les parties à « négocier un accord de collaboration sur les évaluations d'impact au plus tard le 1^{er} avril 2026 dans le but d'éliminer les démarches faites en double au moyen d'un processus d'évaluation unique qui respecte les compétences fédérales et provinciales ».

L'ébauche d'entente était ouverte aux commentaires jusqu'au 26 mars 2026.

Bien que le PA ait pu être le précurseur de l'accord proposé, il n'y a rien de nouveau dans ce type d'accord. À une certaine époque, ces ententes faisaient partie intégrante des relations intergouvernementales dans le domaine de l'environnement. Le site Web de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (« AEIC » ou « Agence ») affiche une liste historique³ de ces ententes en vertu des lois fédérales successives sur l'évaluation d'impact environnemental. Par exemple, le Canada et l'Alberta ont négocié l'Entente de collaboration Canada-Alberta en matière d'évaluation environnementale (2005)⁴

¹ Le présent article a déjà été publié dans un autre format sous la plume de Nigel Bankes, « The Proposed Co-operation Agreement on Environmental and Impact Assessment between Canada and Alberta » (18 mars 2026), en ligne (blogue) : <ablwg.ca/2026/03/18/the-proposed-cooperation-agreement-on-environmental-et-evaluation-de-l-impact-entre-le-canada-et-l-alberta>. Document commenté : Projet d'accord de collaboration entre le Canada et l'Alberta en matière d'évaluation environnementale et d'impact, 6 mars 2026. Gouvernement du Canada, « Ébauche d'entente de collaboration en ce qui a trait aux évaluations environnementales et aux évaluations d'impact entre l'Alberta et le Canada » (6 mars 2026), en ligne (pdf) : <parlonsevaluationdimpact.ca/51440/widgets/217441/documents/165552>.

* Nigel Bankes est professeur émérite à la Faculté de droit de l'Université de Calgary.

² Premier ministre du Canada, « Protocole d'accord entre le Canada et l'Alberta » Calgary (Alberta) (27 novembre 2025), en ligne : <pm.gc.ca/fr/nouvelles/notes-dinformation/2025/11/27/protocole-daccord-entre-canada-et-lalberta>.

³ Gouvernement du Canada, « Loi et liste des règlements : Ententes relatives aux évaluations » (dernière modification le 6 juillet 2016), en ligne : <canada.ca/fr/agence-evaluation-impact/organisation/lois-reglements/loi-et-liste-reglements/ententes-evaluation-environnementale.html>.

⁴ Gouvernement du Canada, « Entente de collaboration Canada-Alberta en matière d'évaluation environnementale (2005) » (dernière modification : 24 mai 2019), en ligne : <canada.ca/fr/agence-evaluation-impact/organisation/lois-reglements/loi-et-liste-reglements/entente-collaboration-canada-alberta-matiere-evaluation-environnementale-2005.html>.

aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*⁵, mais il n'y a pas eu d'entente de ce genre entre les deux gouvernements en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*⁶.

Le Canada a également participé activement à la négociation d'une autre génération d'accords de collaboration avec d'autres provinces, du moins de façon informelle en vertu de l'actuelle *Loi sur l'évaluation d'impact*⁷. L'une de ces ententes (avec la Colombie-Britannique) est antérieure au *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*⁸ (« LEI »), et les modifications subséquentes à la LEI⁹, mais le Canada a également négocié toute une série d'ententes avec d'autres provinces au cours des quatre derniers mois, à savoir avec l'Ontario¹⁰, la Nouvelle-Écosse¹¹, le Nouveau-Brunswick¹², le Manitoba¹³ et l'Île-du-Prince-Édouard¹⁴. Par ailleurs, le regroupement de ces ententes par l'Agence comprend également des hyperliens vers les commentaires reçus sur chaque entente au cours de la période de consultation de 21 jours — des ressources utiles pour ceux qui envisagent de soumettre des commentaires sur l'ébauche d'entente entre l'Alberta et le Canada.

De même, le site de l'Agence contient un lien vers un document d'information intitulé « “Un projet, une évaluation” : Ententes de collaboration pour l'évaluation des grands projets »¹⁵ (« Document d'information »), ainsi que des liens vers les nombreux commentaires reçus sur ce document. Ce document, dont il est question ci-dessous, éclaire le contenu de la série actuelle d'ententes. Enfin, l'élan politique de ces ententes plus récentes remonte au discours du Trône¹⁶ de mai 2025, dans lequel le gouvernement fédéral s'est engagé à conclure des ententes de collaboration avec toutes les provinces et tous les territoires qui le désirent afin d'atteindre l'objectif « un projet, une évaluation »¹⁷. Ce discours formulait également cet engagement : « Tout en mettant de l'avant ses projets d'intérêt national, le Gouvernement restera résolu à être guidé par le principe du consentement libre, préalable et éclairé »¹⁸.

LE DOCUMENT D'INFORMATION

Le document d'information a cerné trois principaux moyens d'atteindre l'objectif « un projet, une évaluation » : (1) une prise de décision tôt dans le processus d'évaluation; (2)

⁵ *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, LC 1992, c 37.

⁶ *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, LC 2012, c 19, art 52.

⁷ *Loi sur l'évaluation d'impact*, LC 2019, c 28, art 1 [LEI].

⁸ *Renvoi relatif à la Loi sur l'évaluation d'impact*, 2023 CSC 23.

⁹ *Ibid.* Pour consulter des commentaires sur ces modifications, lire l'article de David V. Wright intitulé « Constitutional Caution, Correction, and Abdication: The Proposed Amendments to the *Impact Assessment Act* » (10 mai 2024), en ligne (blogue) : <ablawg.ca/2024/05/10/constitutional-caution-correction-and-abdication-the-proposed-amendments-to-the-impact-assessment-act> [Mise en garde constitutionnelle].

¹⁰ Gouvernement du Canada, « Ébauche d'entente de collaboration entre l'Ontario et le Canada en ce qui a trait aux évaluations environnementales et aux évaluations d'impact » (consulté le 9 avril 2026), en ligne : <parlonsevaluationdimpact.ca/entente-de-collaboration-entre-l-ontario-et-le-canada>.

¹¹ Gouvernement du Canada, « Entente de collaboration entre la Nouvelle-Écosse et le Canada » (dernière modification : 16 février 2026), en ligne : <parlonsevaluationdimpact.ca/entente-de-collaboration-entre-la-nouvelle-ecosse-et-le-canada>.

¹² Gouvernement du Canada, « Entente de collaboration entre le Nouveau-Brunswick et le Canada » (dernière modification : 16 février 2026), en ligne : <parlonsevaluationdimpact.ca/version-provisoire-de-l-entente-de-collaboration-avec-le-nouveau-brunswick>.

¹³ Gouvernement du Canada, « Entente de collaboration entre le Manitoba et le Canada » (dernière modification : 16 février 2026), en ligne : <parlonsevaluationdimpact.ca/entente-de-collaboration-entre-le-manitoba-et-le-canada>.

¹⁴ Gouvernement du Canada, « Ébauche d'entente de collaboration entre l'Île-du-Prince-Édouard et le Canada en ce qui a trait aux évaluations environnementales et aux évaluations d'impact » (dernière modification : 16 février 2026), en ligne : <parlonsevaluationdimpact.ca/50146/widgets/213031/documents/160595>.

¹⁵ Gouvernement du Canada, « Un projet, une évaluation » : Ententes de collaboration pour l'évaluation des grands projets » (dernière modification le 16 février 2026), en ligne : <parlonsevaluationdimpact.ca/un-projet-une-evaluation-ententes-de-collaboration-pour-l-evaluation-des-grands-projets/news_feed/lisez-un-projet-une-evaluation-ententes-de-collaboration-pour-l-evaluation-des-grands-projets?wbdisable=true>.

¹⁶ Canada, Parlement, discours du Trône, « Bâtir un Canada fort : un plan audacieux et ambitieux pour notre avenir », 45^e législature, 1^{re} session (27 mai 2025), en ligne (pdf) : <canada.ca/content/dam/Pco-bcp/documents/pmp/STF2025_FR_Web.pdf>.

¹⁷ *Ibid* à la p 12.

¹⁸ *Ibid* à la p 17.

la substitution d'une évaluation provinciale à l'évaluation de la LEI (ci-après appelée « substitution »); (3) la substitution à un processus harmonisé.

Une prise de décision tôt dans le processus d'évaluation

La référence aux décisions tôt dans le processus d'évaluation renvoie à la décision que l'Agence doit prendre en vertu du paragraphe 16(1) de la LEI une fois que le promoteur d'un projet désigné a fourni une description initiale du projet (« DIP ») et qu'il a eu l'occasion de recueillir les commentaires du public. Les « projets désignés » sont énumérés et définis dans le *Règlement sur les activités concrètes*¹⁹, y compris, par exemple, « [l]a construction, l'exploitation, la désaffectation et la fermeture... d'une nouvelle mine de charbon d'une capacité de production de charbon de 5 000 t/jour ou plus »²⁰. Cela comprendrait, par exemple, la dernière version du projet de mine de charbon Grassy Mountain²¹ de Northback Holdings.

Les renseignements qu'un promoteur de projet désigné doit fournir dans le cadre d'une DIP sont prescrits à l'annexe 1 du *Règlement sur les renseignements et la gestion des délais*²². La partie E de cette annexe exige que le promoteur fournisse des renseignements sur les effets potentiels du projet sur les zones relevant de la compétence fédérale, y compris le poisson et son habitat, les espèces aquatiques inscrites en vertu de la *Loi sur les espèces en péril*²³, les oiseaux migrateurs, les eaux interprovinciales, les émissions de gaz à effet de serre et les répercussions potentielles sur les peuples autochtones.

En se fondant sur l'information contenue dans la DIP, l'Agence doit décider si une évaluation d'impact du projet désigné est requise à la lumière des facteurs énumérés au paragraphe 16(2) de la LEI. Parmi ces facteurs, le document d'information attire l'attention sur

un facteur en particulier, soit le point f.1, ajouté dans les modifications de 2024 apportées à la Loi, voulant que l'Agence prenne en compte :

[...] la question de savoir si une instance dispose d'un autre moyen que l'évaluation d'impact pour traiter les effets négatifs relevant d'un domaine de compétence fédérale — et les effets directs ou accessoires négatifs — qui peuvent être entraînés par la réalisation du projet²⁴.

Le commentaire du document d'information laisse entendre qu'une entente de collaboration pourrait être une façon pour les parties de s'engager à :

[...] partager rapidement l'information sur la façon dont les moyens provinciaux pourraient permettre de traiter des effets fédéraux et, selon le cas, prévoir un soutien continu de l'AEIC à la province pour :

- veiller à ce que le processus provincial traite les effets négatifs relevant de la compétence fédérale, y compris par le recours à l'expertise fédérale;
- intégrer les perspectives et le savoir autochtones des groupes potentiellement touchés;
- remplir les obligations de la Couronne en matière de consultation;
- intégrer les considérations relatives à la délivrance de permis dans le processus d'évaluation, dans la mesure du possible, afin de réduire les délais de délivrance de permis fédéraux;

¹⁹ *Règlement sur les activités concrètes*, DORS/2019-285.

²⁰ *Ibid* à l'art 18.

²¹ Gouvernement de l'Alberta, Environment and Protected Areas, Environmental Assessment – Northback Holdings Corporation Projet de mine de charbon Grassy Mountain (Edmonton : Gouvernement de l'Alberta, 2022), en ligne : <open.alberta.ca/publications/environmental-assessment-northback-grassy-mountain-coal-mine>.

²² *Règlement sur les renseignements et la gestion des délais*, DORS/2019-283.

²³ *Loi sur les espèces en péril*, LC 2002, c 29.

²⁴ *Supra* note 7 [LEI], al 16(2)f.1).

- élaborer des conditions juridiquement contraignantes concernant les effets négatifs relevant de la compétence fédérale²⁵.

J'appellerai cela la « décision tôt dans le processus d'évaluation assorti de l'option d'une protection fédérale ». La prémisse ici est que l'Agence peut décider qu'une évaluation fédérale n'est pas requise, même si elle a déterminé que le projet pourrait causer des « effets négatifs relevant de la compétence fédérale ». Nous verrons que cette option se reflète dans le paragraphe 1(1) de l'entente de l'Alberta et dans toutes les ententes de collaboration négociées jusqu'à maintenant.

La décision de ne pas exiger une évaluation d'impact pour un projet désigné soustrait le projet à l'application de la *Loi sur l'évaluation d'impact*, qui ne peut donc plus s'appliquer audit projet. En termes simples, il s'agit d'une porte de sortie du processus fédéral à une étape précoce pour un projet désigné. Il est donc difficile de comprendre comment le gouvernement fédéral pourra utiliser le facteur (f.1), même s'il est appuyé par une entente de collaboration, pour élaborer des conditions juridiquement contraignantes afin de répondre aux préoccupations fédérales mentionnées dans le document d'information. Le gouvernement fédéral perd son influence lorsqu'il est déterminé qu'une évaluation d'impact en vertu de la LEI n'est pas requise.

Le deuxième moyen d'atteindre l'objectif « un projet, une évaluation » est la substitution. Les articles 31 à 33 de la LEI traitent du concept de substitution. Le principe de la substitution est que l'Agence a décidé qu'un projet désigné devrait faire l'objet d'une évaluation d'impact en vertu de la LEI. Ces articles prévoient que la ministre fédérale peut, à la demande d'une administration (ici une province), accepter de substituer un processus provincial à l'évaluation d'impact qui serait autrement effectuée en vertu de la LEI. La demande doit être publiée aux fins de commentaires du public, et la ministre ne peut accepter la substitution que si elle est convaincue qu'un certain nombre de conditions préalables importantes seront remplies (art. 33).

Le document d'information résume ces conditions comme suit :

Pour que la ministre approuve une telle demande, le processus provincial doit respecter les conditions établies dans la LEI, y compris le traitement des éléments qui seraient pris en compte dans une évaluation d'impact fédérale, la consultation des groupes autochtones qui peuvent être touchés, la possibilité pour le public de participer de façon significative à l'évaluation et la participation d'experts fédéraux tout au long du processus d'évaluation. Lors de la substitution d'une évaluation, le gouvernement fédéral conserve un rôle décisionnel après la réalisation de l'évaluation par la mise en place de conditions pour traiter les effets fédéraux négatifs importants relevés par l'évaluation, y compris, le cas échéant, des mesures d'accommodement possibles²⁶.

Le document d'information souligne que la substitution a été utilisée relativement fréquemment en Colombie-Britannique. À mon avis, la LEI établit des paramètres juridiques clairs pour la substitution, contrairement à « la décision tôt dans le processus d'évaluation assorti de l'option d'une protection fédérale » dont il est question dans la dernière section.

Le troisième moyen d'atteindre l'objectif « un projet, une évaluation », soit la substitution à un processus harmonisé, est évidemment une variante de la simple substitution. Il comprend la conception conjointe d'un processus pour répondre aux impératifs des règles fédérales et provinciales sur l'évaluation d'impact, et peut-être aussi à ceux des gouvernements autochtones. L'approche harmonisée est expressément autorisée par l'alinéa 31(1)b) de la LEI, qui prévoit une entente ou un arrangement propre à un projet en vertu de l'article 114 de la Loi. Toute entente visant l'adoption d'une telle approche obligerait également la ministre à s'assurer que l'approche convenue répond aux mêmes conditions préalables qu'une simple substitution. Par conséquent, je suis d'avis que la LEI établit encore une fois des paramètres

²⁵ *Supra* note 15 à la p 4 [je souligne].

²⁶ *Ibid* à la p 5.

juridiques clairs pour la « substitution à un processus harmonisé ».

Enfin, le document d'information mentionne le contenu supplémentaire possible d'une entente de collaboration comprenant des commissions d'examen conjoint (« CEC »), comme celle qui a été mise sur pied par l'Alberta et le Canada pour le projet original de Grassy Mountain²⁷. Cependant, bien que certaines ententes de collaboration renvoient à des CEC (p. ex. celles du Nouveau-Brunswick, du Manitoba, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard), il n'y a aucune référence à une CEC dans les ententes de l'Ontario ou de l'Alberta.

La section suivante de ce commentaire donne un aperçu de l'entente Canada-Alberta, ainsi que des comparaisons entre cette entente et certaines autres ententes provinciales. La dernière section traite de l'importance juridique de l'entente Canada-Alberta.

L'ÉBAUCHE D'ENTENTE ENTRE LE CANADA ET L'ALBERTA

L'Entente comprend un préambule (11 paragraphes) et 12 articles. Contrairement aux anciennes générations d'ententes de collaboration en matière d'évaluation d'impact, aucune de ces ententes ne contient de définition.

Le préambule

Le préambule commence par faire référence au protocole d'accord sur l'énergie (bien que l'entente ne se limite pas aux projets énergétiques), puis présente un énoncé des pouvoirs législatifs exclusifs de la province qui reprend en grande partie le libellé des articles 92 et 92A de la *Loi constitutionnelle de 1867*. Il y a une déclaration semblable dans le préambule des autres ententes de collaboration, bien que la version albertaine, ce qui n'est peut-être pas surprenant, insiste sur le mot « exclusif »²⁸. L'entente de l'Alberta utilise également un

énoncé plus large des pouvoirs provinciaux que celui des autres ententes. On ne trouve nulle part dans ces ententes un énoncé de la compétence législative du gouvernement fédéral. Par conséquent, bien que les ententes reconnaissent toutes une responsabilité partagée à l'égard de l'environnement, aucune ne précise les fondements de la compétence fédérale. Les préambules de ces ententes sont donc un peu unilatéraux.

Comme toutes les autres ententes, le préambule de l'entente de l'Alberta contient plusieurs références aux droits des peuples autochtones, y compris des références à l'obligation de consulter et d'accommoder et à l'objectif de réconciliation. La façon dont l'entente traite de la Déclaration des Nations unies sur les droits des peuples autochtones (« DNUDPA ») est toutefois la plus révélatrice. Alors que le préambule précise que le Canada maintient son engagement à l'égard de la DNUDPA, l'Alberta insiste pour dire qu'elle « continue d'agir d'une manière qui respecte les traités, la Constitution du Canada et les lois de l'Alberta, et considère la DNUDPA comme non contraignante ». Il m'est difficile d'accepter que cette déclaration intéressée fasse partie du préambule. En particulier, les points de vue de l'Alberta sur le statut juridique de la Déclaration sont manifestement erronés, du moins en ce qui concerne les (nombreux) éléments de la Déclaration qui représentent le droit international coutumier : *Nevsun Resources Ltd. c Araya*.²⁹

La position de l'Alberta est certainement unique dans le contexte des autres ententes. Le Manitoba et le Canada partagent l'engagement « veiller à ce que les processus soient éclairés par et alignés avec les principes » de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones, tandis que les parties provinciales aux ententes de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard ne prennent aucune position sur la DNUDPA. La Nouvelle-Écosse

²⁷ Commission d'examen conjoint établie par la ministre fédérale de l'Environnement et du Changement climatique et l'Alberta Energy Regulator, *Benga Mining Limited, Grassy Mountain Coal Project*, 2021 ABAER 010, rapport de la commission d'examen conjoint, Crowsnest Pass (17 juin 2021).

²⁸ Pour des commentaires sur la signification du mot « exclusif » dans le contexte du partage des pouvoirs législatifs, voir Nigel Bankes et Andrew Leach, « The Word 'Exclusive' Does Not Confer a Constitutional Monopoly, Nor a Right to Develop Provincial Resource Projects », *ABlawg* (1^{er} novembre 2023), en ligne : [ABlawg <ablawg.ca/2023/11/01/the-word-exclusive-does-not-confer-a-constitutional-monopoly-nor-a-right-to-develop-provincial-resource-projects>](https://ablawg.ca/2023/11/01/the-word-exclusive-does-not-confer-a-constitutional-monopoly-nor-a-right-to-develop-provincial-resource-projects/).

²⁹ *Nevsun Resources Ltd c Araya*, 2020 CSC 5.

est plus nuancée et moins intéressée que l'Alberta :

La Nouvelle-Écosse fait progresser les relations entre les Autochtones et la Couronne conformément au droit autochtone existant et à l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, et n'a pris aucun engagement législatif pour mettre en œuvre la DNUDPA et ne l'applique pas comme loi³⁰.

Le préambule contient également l'affirmation suivante :

le Canada et l'Alberta ont chacun mis en place des processus solides pour une évaluation de haute qualité des effets de certains types de projets, processus qui sont éclairés par des études scientifiques rigoureuses, la consultation des peuples autochtones, la participation du public et les connaissances communautaires³¹;

Beaucoup contesteraient des éléments de cette affirmation dans la mesure où ils s'appliquent

au processus d'examen des projets de l'Alberta, et en particulier à la façon dont le processus de l'Alberta privilégie la participation par une catégorie étroite de personnes considérées comme « directement touchées » [traduction], excluant ainsi de nombreux éléments de la société civile³². Les Premières Nations ont également critiqué la pertinence des processus d'évaluation d'impact et de réglementation de l'Alberta³³. De plus, la décision récente dans l'affaire *Rosebud Racetrack*³⁴ confirme que les décideurs provinciaux sont très réticents à reconnaître la pertinence et l'importance des décisions d'inscription fédérales en vertu de la *Loi sur les espèces en péril*³⁵ lorsqu'il s'agit de s'acquitter de leurs responsabilités en vertu des lois environnementales provinciales.

Dispositions de fond

Voici les titres des dispositions de fond des ententes de l'Alberta et de l'Ontario. Mon choix de l'entente de l'Ontario à des fins de comparaison est quelque peu arbitraire. Bien que les ententes aient de nombreux points en commun, les titres laissent également entrevoir des différences, que j'aborderai dans les sections suivantes.

³⁰ Gouvernement du Canada, Entente de collaboration entre la Nouvelle-Écosse et le Canada en ce qui a trait aux évaluations environnementales et aux évaluations d'impact (27 mars 2026), en ligne : Gouvernement du Canada <www.canada.ca/fr/agence-evaluation-impact/organisation/lois-reglements/loi-et-liste-reglements/entente-collaboration-ns-canada.html>.

³¹ *Supra* note 1 à la p 1.

³² Voir, par exemple, la décision du président-directeur général de l'Alberta Energy Regulator d'annuler une audience publique sur un important projet d'expansion d'une mine de charbon, dont ont discuté Nigel Bankes et Shaun Fluker dans leur article intitulé : « CEO of the Alberta Energy Regulator Denies Public Hearing Rights on a Coal Application », *ABlawg* (15 septembre 2025), en ligne : *ABlawg* <ablawg.ca/2025/09/15/ceo-of-the-alberta-energy-regulator-denies-public-hearing-rights-on-a-coal-application>.

³³ Voir par exemple la demande de désignation du projet de réseau de transport et de centre de stockage de CO₂ de Pathways Alliance, la lettre du Tribal Chiefs Ventures Pathways Working Group à l'honorable Steven Guilbeault, ministre de l'Environnement et du Changement climatique (28 novembre 2024), demandant la désignation en vertu de la *Loi sur l'évaluation d'impact* du projet de réseau de transport et de centre de stockage de CO₂ de Pathways Alliance en Alberta, en ligne (pdf) : <iaac-aec.gc.ca/050/documents/p89090/159929F.pdf>, particulièrement aux p 13 à 20. Pour des commentaires, voir Nicole Achtymichuk et Shaun Fluker, « AER Declines Request for an Environmental Impact Assessment of the Pathways Project », *ABlawg* (23 décembre 2024), en ligne (pdf) : *ABlawg* <ablawg.ca/wp-content/uploads/2024/12/Blog_NASF_Pathways_Project.pdf>.

³⁴ *Skibsted v Alberta (Environment and Protected Areas)*, 2026 ABKB 98.

³⁵ *Supra* note 23.

Ontario	Alberta
1. Un projet, une évaluation et une décision : recours aux processus de l'Ontario et réciprocité	1. Recours aux processus de l'Alberta et réciprocité
2. Notification rapide et échange de renseignements	2. Notification rapide et échange de renseignements
3. Prise de décision concernant la réalisation d'une évaluation d'impact fédérale	3. Prise de décisions concernant la réalisation d'une évaluation d'impact fédérale
4. Substitution en faveur du processus de l'Ontario ou du processus d'harmonisation	4. Évaluations collaboratives
5. Coordination des conditions d'évaluation, du processus décisionnel; et de la délivrance des permis	5. Calendrier pour la réalisation de l'évaluation d'impact
6. Peuples autochtones	6. Coordination des conditions d'évaluation, du processus décisionnel et de la délivrance des permis
7. Échange de renseignements et communications	7. Peuples autochtones
8. Ressources	8. Échange de renseignements et communications
9. Financement des participants	9. Financement des participants
10. Application de la présente entente	10. Application de la présente entente
11. Dispositions générales	11. Gestion des enjeux
12. Révision	12. Dispositions générales

Je me concentrerai ici sur les dispositions suivantes : l'article 1 commun sur le recours aux processus provinciaux; l'article 3 commun sur la prise de décision concernant la réalisation d'une évaluation d'impact fédérale; et les dispositions relatives à la substitution (article 4 [Ontario]) et aux évaluations collaboratives (article 4 [Alberta]).

Recours aux processus provinciaux – aucune évaluation d'impact requise

Dans chaque cas, le paragraphe 1(1) donne le ton pour l'ensemble de l'entente et il n'y a pas de différence importante entre les ententes de

l'Ontario et de l'Alberta. Voici la disposition de l'Alberta :

Lorsqu'un projet proposé relève principalement de la compétence provinciale, le Canada reconnaîtra l'Alberta comme l'entité la mieux placée pour réaliser l'évaluation et s'appuiera sur les processus d'évaluation environnementale ou de réglementation de l'Alberta pour évaluer les effets du projet incluant, le cas échéant, pour traiter les effets négatifs qui relèvent de la compétence fédérale, tels qu'ils sont définis dans la LEI, comme le prévoit la présente entente³⁶.

³⁶ *Supra* note 1 para 1(1) [je souligne].

Je remarque que ce libellé a évolué par rapport à certaines des ententes précédentes et qu'il reflète maintenant plus nettement une perspective provinciale. Voici, par exemple, le premier article de l'entente de l'Île-du-Prince-Édouard :

Lorsqu'un projet proposé est principalement une entreprise provinciale, le Canada s'engage à s'appuyer, dans toute la mesure du possible, sur les processus d'évaluation environnementale et de réglementation applicables de l'Île-du-Prince-Édouard pour évaluer les effets négatifs d'un projet proposé qui relèvent de la compétence fédérale. (soulignement ajouté pour mettre en évidence certaines des principales différences entre les deux accords.)³⁷

L'expression « un projet proposé [qui] relève principalement de la compétence provinciale » n'est définie dans aucune des ententes, mais la référence au paragraphe 1(2) des ententes prête à penser que les parties voulaient vraisemblablement que le terme soit interprété comme tout ce qui ne constitue pas un ouvrage ou une entreprise interprovinciale (bien que certaines des ententes, comme celles du Nouveau-Brunswick, du Manitoba et de l'Île-du-Prince-Édouard, ajoutent d'autres projets comme les ports et les projets nucléaires), sauf si le projet a lieu sur des terres fédérales.

1(2) Lorsqu'un projet proposé est ou comprend un ouvrage ou une entreprise fédérale ou qu'il se situe sur des terres domaniales, le Canada s'engage à intégrer les exigences de l'évaluation environnementale et des processus réglementaires de l'Alberta dans l'évaluation fédérale, si cela est applicable et souhaité par l'Alberta, comme le prévoit la présente entente³⁸.

Les termes utilisés dans le reste du paragraphe 1(1) de l'entente de l'Alberta sont surprenants par leur absolutisme et l'absence de dispositions limitatives : (1) Le *Canada*

reconnaîtra l'Alberta comme l'entité la mieux placée pour la réalisation; (2) le Canada *s'appuiera* sur les processus de l'Alberta pour évaluer les effets négatifs qui relèvent de la compétence fédérale. Les conséquences sont énormes. À tout le moins, cela représente une affirmation politique claire selon laquelle tous les projets d'exploitation des sables bitumineux et toutes les mines de charbon devraient faire l'objet d'une évaluation provinciale, à l'exclusion de l'évaluation fédérale. Il ne faut pas oublier qu'il s'agit de la prémisse de l'option 1 décrite dans le document d'information, la décision tôt dans le processus d'évaluation assorti de l'option d'une protection fédérale. La mise en œuvre de cette option est juridiquement liée à l'alinéa 16(2)f.1) de la LEI. J'en dirai davantage à ce sujet dans la dernière partie de l'article.

Le paragraphe 3(1) de l'entente de l'Alberta « Prise de décision concernant la réalisation d'une évaluation d'impact fédérale » s'appuie sur le paragraphe 1(1) et engage l'AEIC à éviter

[...] tout dédoublement des processus décisionnels liés aux évaluations en s'appuyant sur les processus provinciaux d'évaluation environnementale ou de réglementation lorsque l'Alberta confirme que ces processus traiteront les effets négatifs d'un projet principalement réglementé par l'Alberta qui relèvent d'un domaine de compétence fédérale... et/ou quand il existe un autre moyen que l'évaluation d'impact pour traiter ces effets, lors de la prise de décisions relatives à ce projet, dans la mesure du raisonnable, après avoir pris en compte les facteurs énumérés aux articles 9 et/ou 16 de la LEI³⁹.

Bien que, dans ce cas-ci, l'engagement de l'AEIC à éviter le dédoublement soit conditionnel, il est quand même étonnant de lire que la condition dépend de l'évaluation effectuée par la province de la capacité de la province de traiter les effets négatifs qui relèvent d'un domaine de compétence fédérale. Cela est particulièrement problématique à la lumière des critiques formulées au sujet de la pertinence des

³⁷ *Supra* note 14 [je souligne].

³⁸ *Supra* note 1, para 1(2).

³⁹ *Ibid* au para 3(1) [je souligne].

processus provinciaux d'évaluation d'impact et de réglementation, comme nous l'avons vu plus haut dans le contexte du préambule.

Il est également étonnant de comparer cette disposition de l'entente avec certaines des ententes précédentes, comme celle de l'Île-du-Prince-Édouard. La disposition semblable de cette entente particulière fait preuve de beaucoup plus de retenue quant aux intérêts de la province et offre une orientation détaillée pour garantir la protection des intérêts fédéraux. Les orientations prévoient, par exemple, d'élaborer :

[...] des conditions juridiquement contraignantes en ce qui concerne les effets négatifs relevant d'un domaine de compétence fédérale, y compris des mesures d'atténuation et des exigences en matière de programme de suivi, auxquelles le promoteur doit se conformer⁴⁰.

Substitution et substitution à un processus harmonisé

Supposons que la prise de décisions à une étape précoce n'a pas entraîné la renonciation au processus fédéral d'évaluation, c'est-à-dire que malgré l'engagement pris par le Canada à l'article 1(1), l'Agence a déterminé qu'une évaluation d'impact était requise. Il faut se rappeler ici que le document d'information a cerné deux options possibles dans lesquelles la province restera aux commandes, soit la substitution et la substitution à un processus harmonisé. Tandis que toutes les autres ententes font référence à l'une de ces options de substitution ou aux deux, le mot « substitution » n'est pas même mentionné dans l'entente de l'Alberta.

Avant d'examiner la façon dont l'entente de l'Alberta traite de ces questions, examinons l'entente de l'Ontario. L'entente de l'Ontario traite des deux options ensemble à l'article 4 intitulé « Substitution en faveur du processus de l'Ontario ou du processus d'harmonisation ». Le paragraphe 4(1) de l'entente indique que l'Ontario s'efforcera de déterminer si'il souhaite

déclencher l'application des alinéas 31(1)a ou b) de la LEI au plus tard 10 jours après que la décision de l'AEIC aura été prise en vertu de l'article 16. Le paragraphe 4(2) de l'entente de l'Ontario traite de la façon dont une telle demande répondra aux préoccupations fédérales :

(2) La demande confirmerait comment le processus d'évaluation provincial, seul ou combiné à un accord entre l'AEIC et [l'autorité provinciale pertinente], respectera les conditions du paragraphe 33(1) de la LEI. Un tel accord documenterait les rôles, les responsabilités, les activités et les échéanciers qui déboucheront sur un processus d'évaluation unique qui respecterait les exigences législatives des deux parties relativement à l'évaluation des effets du projet et constituerait un accord pour le projet proposé conformément à l'alinéa 114(1)f) de la LEI, comme l'exige l'alinéa 31(1) b) de la LEI⁴¹.

À mon avis, l'approche de l'entente de l'Ontario suit de très près les dispositions de la LEI. Elle ancre également les détails de toute autre entente de mise en œuvre prévue à l'article 114 de la Loi. Je traite plus en détail de l'article 114 dans la dernière partie de cette publication. Je ne suis pas en mesure d'évaluer si le paragraphe 4(2) fait de même pour la loi ontarienne sur l'évaluation.

Enfin, le paragraphe 4(3) traite des effets de la substitution relativement à l'obligation de consulter en affirmant que les parties « conserveront chacune la responsabilité de veiller à ce que l'obligation de consulter et, le cas échéant, d'accommoder les peuples autochtones ait été respectée ».

L'entente de l'Ontario s'appuie sur ce fondement législatif solide énoncé à l'article 5 « Coordination des conditions d'évaluation, du processus décisionnel; et de la délivrance des permis »⁴² qui, comme le titre l'indique, est conçu pour aborder la prise de décision

⁴⁰ *Supra* note 13, al 3(2)e).

⁴¹ *Supra* note 10, para 4(2).

⁴² *Ibid* à l'art 5.

coordonnée à « l'issue d'une évaluation substituée ou harmonisée »⁴³. Les parties travailleront ensemble « afin de réduire au minimum les chevauchements et le fardeau réglementaire »⁴⁴, et chercheront, dans la mesure du possible, chercheront à harmoniser des questions comme « les descriptions du projet applicable, les exigences en matière de rapports et de notifications, la terminologie et les définitions, ainsi que les échéances... »⁴⁵.

Comme il a été précisé plus haut, l'entente de l'Alberta ne mentionne même pas la substitution. Au lieu de cela, l'entente adopte (article 4) un énoncé plus général des « évaluations collaboratives ».

Nonobstant les clauses 1(1) et (2), dans le cas où les évaluations fédérale et provinciale s'appliqueraient l'une et l'autre à un projet proposé, les parties s'engagent à éviter tout dédoublement de processus. Dans ces cas, l'AEIC et l'organisme de réglementation de l'Alberta compétent élaboreront un accord comprenant les rôles, les responsabilités, les activités et les échéanciers qui déboucheraient à un processus d'évaluation unique qui respecterait les exigences législatives des deux instances. L'accord proposé sera examiné et évalué par le président de l'AEIC et le sous-ministre responsable de l'organisme de réglementation d'Alberta compétent⁴⁶.

À mon avis, cette disposition est beaucoup trop générale. Elle omet d'ancrer le processus de collaboration dans le texte de la LEI et promet plutôt que tout « accord » de mise en œuvre répondra aux exigences législatives de l'une ou l'autre des instances.

La disposition ne traite pas des questions relatives à l'obligation de consulter, mais l'entente de l'Alberta revient sur cette question

à l'article 7, « Peuples autochtones », qui prévoit notamment que « le Canada reconnaîtra l'Alberta comme étant la mieux placée pour consulter les peuples autochtones... en ce qui concerne les effets des décisions provinciales pertinentes sur les droits des peuples autochtones »⁴⁷, au moins « [l]orsqu'un projet proposé relève principalement de la compétence provinciale »⁴⁸. Toutefois, contrairement à l'entente de l'Ontario, cet article ne traite pas de la façon dont l'obligation de consulter sera traitée dans le contexte des pouvoirs fédéraux.

Chaque Couronne ou ordre de gouvernement est responsable de l'obligation de consulter et d'accommoder en ce qui concerne les décisions relevant de sa compétence qui peuvent avoir une incidence sur les droits des peuples autochtones. Bien que la Couronne puisse déléguer les aspects administratifs de l'obligation de consulter à d'autres entités (p. ex. des sociétés ou même un autre ordre de gouvernement), elle ne peut pas déléguer l'obligation de s'assurer qu'elle a respecté ses obligations en ce qui concerne ses propres pouvoirs⁴⁹. Le recours aux efforts de consultation de l'Alberta peut être d'autant plus inquiétant compte tenu des litiges en cours qui remettent en question la pertinence de l'approche de consultation de l'Alberta en général⁵⁰.

L'entente de l'Alberta renferme une clause de prise de décision coordonnée qui a un libellé similaire à celui de l'entente de l'Ontario. Cependant, comme l'entente de l'Alberta s'abstient d'utiliser le terme « substitution », elle omet un point de départ clair dans un processus unifié. Au lieu de commencer par « À l'issue d'une évaluation substituée ou harmonisée », elle commence par une prémisse différente :

6(1) Dans le cas où les évaluations fédérale et provinciale s'appliquent l'une et l'autre à un projet proposé, l'AEIC et le ou les décideurs provinciaux compétents en matière

⁴³ *Ibid* au para 5(1).

⁴⁴ *Ibid* au para 5(2).

⁴⁵ *Ibid*.

⁴⁶ *Supra* note 1, para 4(1).

⁴⁷ *Supra* note 1, para 7(1).

⁴⁸ *Ibid*.

⁴⁹ *Squamish Nation v British Columbia (Environment)*, 2019 BCCA 321.

⁵⁰ *Mikisew Cree First Nation v Alberta*, 2025 ABCA 304.

d'intérêt public ou d'approbation réglementaire [...]»⁵¹

À mon avis, l'omission d'inclure une disposition relative à une approche commune dans le texte de la LEI entraînera une incertitude réglementaire supplémentaire, l'un des problèmes que ces ententes de collaboration sont censées régler. En fait, cela rend l'article 6 incohérent dans la mesure où sa prémisse est parallèle aux processus fédéraux et provinciaux : « Dans le cas où les évaluations fédérale et provinciale s'appliquent l'une et l'autre... »⁵².

Il est difficile de dire pourquoi l'entente de l'Alberta omet d'ancrer l'accord dans le texte de la LEI. Cela a peut-être quelque chose à voir avec le deuxième renvoi⁵³ de l'Alberta qui conteste la validité de la LEI au motif que les modifications de 2024⁵⁴ ne sont pas allées assez loin. Quoi qu'il en soit, toute préoccupation de la province quant à ce que des renvois précis aux dispositions de la LEI puissent éventuellement constituer un appui de la province à la loi fédérale est certainement traitée adéquatement par une autre disposition de l'entente :

Les parties reconnaissent que l'Alberta conteste la constitutionnalité de la LEI, et que ce dossier est présentement devant les tribunaux. En concluant la présente entente, l'Alberta ne reconnaît pas la constitutionnalité de la LEI⁵⁵.

L'IMPORTANCE JURIDIQUE DE L'ENTENTE DE COLLABORATION CANADA-ALBERTA

Il est utile de rappeler quelques principes fondamentaux concernant les ententes intergouvernementales.

Ententes intergouvernementales : principes fondamentaux

Les ententes intergouvernementales font partie intégrante de la mécanique du fédéralisme coopératif. Pour une liste annuelle des ententes intergouvernementales de l'Alberta, consulter la page : *Inventory of International and Intergovernmental Agreements*⁵⁶. Les gouvernements sont libres de conclure des ententes intergouvernementales sans sanction législative, à moins que la compétence n'ait adopté des exigences plus précises⁵⁷. Une entente intergouvernementale peut être contraignante ou non, selon la législation en vigueur et l'expression, dans l'entente, d'une intention de créer des relations juridiques. Une entente intergouvernementale ne peut pas modifier la loi ou créer des droits et obligations pour des tiers, à moins que l'entente ait été ratifiée par une loi et que celle-ci confère un effet juridique objectif à l'entente (p. ex. une disposition stipulant que « l'entente jointe en annexe à la présente loi entre en vigueur comme si elle avait été édictée dans la présente loi »). Mais même si elle n'est pas exécutoire, une entente intergouvernementale peut représenter un énoncé de politique qui fait partie du contexte utilisé pour interpréter et éclairer l'exercice raisonnable des pouvoirs discrétionnaires. Il existe toutefois une importante réserve à cette proposition : l'entente ne doit pas entraver le pouvoir discrétionnaire d'un décideur prévu par la loi.

Application de ces principes à l'entente Canada-Alberta

Comme il a été mentionné précédemment, les gouvernements peuvent librement conclure des ententes intergouvernementales au niveau de l'exécutif, à moins qu'une loi le limite autrement. Pour nos besoins actuels (et en mettant l'accent sur le volet fédéral de la question), la question est de savoir si des dispositions de la LEI empêchent le Canada

⁵¹ *Supra* note 1, para 6(1) [je souligne].

⁵² *Ibid.*

⁵³ *Reference re Impact Assessment Act (Canada)*, 2025 ABCA 401.

⁵⁴ *Loi no 1 d'exécution du budget de 2024* (LC 2024, c 17).

⁵⁵ *Supra* note 1, para 10(2).

⁵⁶ Alberta, Executive Council, *Inventory of International and Intergovernmental Agreements* (Edmonton: Open Government, dernière modification le 18 décembre 2025), en ligne : Open Government <open.alberta.ca/publications/inventory-international-intergovernmental-agreements>.

⁵⁷ Pour l'Alberta, voir *Government Organization Act*, RSA 2000, c G-10, art 11.

de conclure un accord comme l'entente Canada-Alberta, plus précisément des dispositions comme le paragraphe 1(1) et les paragraphes 4 et 6.

AUTORITÉ DE CONCLURE DES ENTENTES

La LEI confère au ministre un vaste pouvoir de conclure des ententes avec les provinces en ce qui a trait à l'évaluation d'impact. Plus précisément, le paragraphe 114(1) confère les pouvoirs suivants au ministre :

c) conclure des accords avec toute instance [entre autres une province]... en matière d'évaluation des effets;

[...]

(f) conclure des accords avec toute instance en matière de coordination, de consultation, d'échange d'information et de détermination des éléments à prendre en compte relativement à l'évaluation des effets de projets désignés d'intérêt commun.⁵⁸

Cet article ne nous renseigne pas sur l'effet juridique de ces accords, mais l'alinéa 114(1) f) fait l'objet de renvois à plusieurs reprises au paragraphe 33(1) — l'article de la Loi qui établit les conditions minimales pour la substitution ou l'évaluation harmonisée. L'article 33 est donc une disposition plus précise qui traite de la façon dont les accords ministériels en vertu de l'article 114 peuvent être utilisés.

La question, pour les besoins actuels, est de savoir si les articles 33 et 114, lus ensemble, fournissent un code complet pour les évaluations collaboratives — et les ententes qui s'y rapportent? On peut faire valoir que ces articles orientent les ententes d'harmonisation intergouvernementales vers la substitution et l'évaluation harmonisée, et établissent les conditions de ces accords. L'entente de l'Ontario respecte cette orientation; l'entente de l'Alberta ne le fait pas. Au lieu de cela,

l'article 4 de l'entente de l'Alberta, « Évaluations collaboratives », est beaucoup plus général et, comme je l'ai fait remarquer à maintes reprises, ne mentionne pas même la substitution. En ce sens, cela ressemble à une tentative de contourner les articles 31 et 33 de la LEI. La réponse à cette question est peut-être que les conditions mentionnées dans ces articles, et en particulier l'article 33, devraient nécessairement être incluses dans toute entente de collaboration négociée en vertu de l'article 4, mais l'absence de tout renvoi précis aux dispositions d'ancrage de la LEI est troublante.

Entrave au pouvoir discrétionnaire d'un décideur prévu par la Loi

Il existe un principe général du droit administratif selon lequel les pouvoirs discrétionnaires doivent être exercés par l'autorité délégataire à laquelle ils sont conférés. Un délégataire qui n'exerce pas ce pouvoir discrétionnaire de façon indépendante (peut-être en raison d'une directive ministérielle) agit illégalement, ou pour utiliser des termes plus modernes, prend une décision susceptible de faire l'objet d'un contrôle au regard de la norme de la décision raisonnable⁵⁹. Le paragraphe 153(2) de la LEI prévoit que, bien que l'Agence soit placée sous la responsabilité du ministre : « Celui-ci ne peut, sauf disposition contraire de la présente loi, donner des directives au président de l'Agence ou à ses employés, ou aux membres d'une commission, à l'égard d'un rapport établi, d'une décision prise, d'une ordonnance rendue ou d'une recommandation formulée au titre de la présente loi. »

Pour les besoins actuels, la question est donc de savoir si l'entente ou des dispositions particulières de l'entente peuvent être interprétées comme une entrave illégale aux pouvoirs discrétionnaires conférés par la LEI à l'Agence (ou à un autre décideur prévu par la Loi). Autrement, la question pourrait être de déterminer si l'une ou l'autre des dispositions de l'entente peut être interprétée comme une directive illégale du ministre en vertu du paragraphe 153(2) de la Loi.

⁵⁸ *Supra* note 8, para 114(1).

⁵⁹ *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration) c Vavilov*, 2019 CSC 65, notamment au para 108. Voir aussi *Kanthasamy c Canada (Citoyenneté et Immigration)*, 2015 CSC 61 aux para 32 et suivants et *Stemijon Investments Ltd. c Canada (Procureur général)*, 2011 CAF 299 au para 24.

Au lieu d'examiner l'ensemble des dispositions de l'entente, je me concentrerai sur le paragraphe 1(1) de celle-ci étant donné le rôle central que cette disposition peut jouer pour déterminer qu'une évaluation d'impact de l'instance fédérale n'est pas requise. Voici, encore une fois, le texte du paragraphe 1(1) :

Lorsqu'un projet proposé relève principalement de la compétence provinciale, le Canada reconnaîtra l'Alberta comme l'entité la mieux placée pour réaliser l'évaluation et s'appuiera sur les processus d'évaluation environnementale ou de réglementation de l'Alberta pour évaluer les effets du projet incluant, le cas échéant, pour traiter les effets négatifs qui relèvent de la compétence fédérale, tels qu'ils sont définis dans la LEI, comme le prévoit la présente entente⁶⁰.

L'entente ne fournit pas de fondement législatif explicite pour cette disposition, mais si on lit l'article dans le contexte du document d'information, il est logique de lier cet engagement (« le Canada reconnaîtra ») au pouvoir et au devoir de l'Agence en vertu du paragraphe 16(1) de la Loi pour déterminer si une évaluation d'impact d'un projet désigné est requise. Pour prendre cette décision, l'Agence doit tenir compte d'une liste non exhaustive de facteurs, y compris un facteur ajouté dans les modifications apportées à la Loi en 2024, soit l'alinéa 16(2)f.1) :

(f.1) la question de savoir si une instance dispose d'un autre moyen que l'évaluation d'impact pour traiter les effets négatifs relevant d'un domaine de compétence fédérale — et les effets directs ou accessoires négatifs — qui peuvent être entraînés par la réalisation du projet⁶¹;

Pour les besoins actuels, la question est de savoir si le paragraphe 1(1) entrave effectivement le pouvoir discrétionnaire de l'Agence ou s'il peut être interprété comme une directive (non

autorisée par la loi) pour conférer un poids supplémentaire à une considération parmi d'autres considérations pertinentes différentes.

Toute évaluation de ces arguments doit tenir compte des dispositions de type « sans entrave » de l'entente, c.-à-d. des dispositions qui sont conçues pour dire en quelque sorte « bien que la clause disant ceci et cela paraisse une tentative d'entraver un pouvoir discrétionnaire, il n'y a pas lieu de l'interpréter en ce sens ».

L'entente de l'Alberta contient deux dispositions de cette nature. La première est une disposition générale de type « sans entrave » à l'article 10, « Application de la présente entente ». Cette disposition a été incluse dans toutes les ententes de collaboration conclues à ce jour :

10(3) L'entente ne crée ni ne modifie d'attributions conférées par un texte législatif du Canada ou de l'Alberta, et elle n'a pas pour but de diriger ni d'entraver l'exercice de ces attributions⁶².

La deuxième disposition de cette nature se trouve à l'article 11, intitulé « Gestion des enjeux » (un titre très « albertain » à mon avis). Cette disposition, qui est en fait une clause de règlement des différends, se termine par l'énoncé suivant :

L'AEIC et l'organisme de réglementation de l'Alberta compétent reconnaissent que ce processus de gestion des enjeux n'entrave pas les pouvoirs de l'AEIC en vertu de la LEI ou ceux de l'Alberta en vertu de la LPAE⁶³.

Il est quelque peu curieux que la prétendue « reconnaissance » représente la reconnaissance de l'AEIC et de l'organisme de réglementation de l'Alberta concerné — aucun des deux n'est partie à l'entente.

Bien que de telles dispositions puissent offrir une certaine parade contre une disposition comme le paragraphe 1(1), je ne crois pas qu'un tribunal les considérerait comme concluantes. De telles

⁶⁰ *Supra* note 1, para 1(1).

⁶¹ *Supra* note 8, al 16(2)(f.1).

⁶² *Supra* note 1, para 10(3).

⁶³ *Ibid* au para 11(4).

clauses n'isolent pas non plus une décision fondée sur le paragraphe 16(1) d'un contrôle selon la norme de la décision raisonnable, et je note ici que « [l] » Agence affiche un avis de sa décision sur le site Internet, motifs à l'appui » (LEI, para 16(3)). Cela dit, il est habituellement difficile de démontrer l'existence d'un cas d'entrave au pouvoir discrétionnaire, particulièrement dans le contexte d'orientations politiques concurrentes, de questions issues d'ententes intergouvernementales et du fédéralisme coopératif⁶⁴. Beaucoup de choses peuvent dépendre des faits particuliers et peut-être d'un modèle de comportement qui implique le recours par cœur à l'alinéa 16(2) f.1). En d'autres termes, il sera difficile de s'attaquer à l'article 1(1) d'emblée au motif qu'il constituerait une entrave. Nous devons plutôt attendre et voir dans quelle mesure cet article influence le processus décisionnel de l'Agence au fil du temps.

CONCLUSIONS

Le document d'information laisse entendre que l'un des objectifs centraux de ces ententes de collaboration est de réaliser « un projet, une évaluation », ce qui devrait bien sûr soulever la question de savoir à quand remonte la dernière fois où des évaluations distinctes (par opposition à conjointes) du même projet ont été réalisées. En fait, le nombre d'évaluations par une commission fédérale est à la baisse depuis plusieurs années⁶⁵. Toutefois, bien que le cadre « un projet, une évaluation » puisse être une solution à un non-problème, nous pouvons peut-être tous convenir qu'il faudrait encourager la coordination des évaluations des grands projets. À mon avis, par exemple, le processus de la CEC⁶⁶ pour le projet original de Grassy Mountain est un excellent exemple d'approche coordonnée. Bien que ni le promoteur ni le gouvernement provincial n'aient aimé le résultat, le rapport de la CEC a fourni une évaluation solide qui remplissait les obligations prévues par les lois fédérales

et provinciales. Elle a été et reste un modèle de collaboration.

Cependant, les modalités de collaboration pour l'évaluation des projets sont importantes. L'évaluation de la CEC du projet de Grassy Mountain était un processus mutuellement respectueux. Les modalités de collaboration proposées dans l'ébauche d'entente entre l'Alberta et le Canada ne le sont pas. Au lieu de cela, l'entente accorde beaucoup trop d'importance aux processus provinciaux d'évaluation d'impact et de réglementation, des processus que beaucoup considèrent comme inadéquats — tant sur le plan du fond et de la rigueur que sur celui des possibilités de participation. Les modalités de la collaboration doivent également respecter les obligations légales et, dans ce cas, la déference que l'article 1(1) de l'entente exige du Canada à l'égard des processus environnementaux et réglementaires de l'Alberta ressemble à une abdication de la responsabilité fédérale sans les moyens de s'assurer que les processus réglementaires de l'Alberta protégeront les intérêts fédéraux. Bien que les mêmes critiques puissent s'appliquer aux ententes de collaboration conclues avec d'autres provinces, je pense qu'il est clair que l'ébauche d'entente avec l'Alberta pousse l'abdication du gouvernement fédéral vers de nouveaux sommets.

POST-SCRIPTUM

Les deux gouvernements ont publié la version finale⁶⁷ signée de l'entente le 2 avril 2026 (voir le communiqué de presse de l'Alberta ici)⁶⁸. Mon examen des deux documents donne à penser qu'il n'y a qu'un seul changement entre l'ébauche et la version finale, avec l'inclusion d'un nouveau paragraphe 7(2) confirmant que :

Pour plus de certitude, le Canada continuera de consulter les peuples autochtones au sujet des décisions qu'il prend en vertu de la LEI, conformément à ses politiques et pratiques⁶⁹. ■

⁶⁴ Voir par exemple, *Moresby Explorers Ltd. v Canada (Attorney General)*, 2001 CanLII 780 (FCT).

⁶⁵ Voir Canada, Conseil consultatif du ministre sur l'évaluation d'impact - *Troisième rapport à l'honorable Julie Dabrusin ministre de l'Environnement et du changement climatique* (2025), en ligne (pdf) : <ouvert.canada.ca/data/fr/info/ecd/245f4-6d4d-4660-b478-7301fbbfcb8>.

⁶⁶ *Supra* note 20.

⁶⁷ Canada et Alberta, Entente de collaboration en ce qui a trait aux évaluations environnementales et aux évaluations d'impact (dernière modification : 2 avril 2026), en ligne : <<https://www.canada.ca/fr/agence-evaluation-impact/organisation/lois-reglements/loi-et-liste-reglements/entente-collaboration-alberta-canada.html>>.

⁶⁸ Gouvernement de l'Alberta, « Final Agreement Signed for Major Project Reviews » (2 avril 2026), en ligne : <alberta.ca/release.cfm?xID=9595512DD9E9A-AFC3-7066-E533D12DA0A6EB8A>.

⁶⁹ *Supra* note 67, para 7(2).

L'ÉTAT DE L'ÉNERGIE AU QUÉBEC

*Pierre-Olivier Pineau**

Le Québec est la quatrième plus grande province productrice d'énergie, après l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, et la troisième en termes de consommation totale, après l'Ontario et l'Alberta, selon les données de 2024¹. Son bouquet énergétique est cependant très différent des autres provinces canadiennes. Le Québec n'a aucune production d'hydrocarbures, contrairement à l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan. Il n'a pas non plus de production d'électricité nucléaire, comme c'est le cas en Ontario et, dans une bien moindre mesure, au Nouveau-Brunswick. C'est l'hydroélectricité qui caractérise le Québec en production d'énergie. Plus de 50 % de la production d'hydroélectricité canadienne se trouve au Québec, complétée par près de 25 % de production éolienne². Cet article propose un état de l'énergie au Québec à travers trois grands

axes : (1) bilan énergétique; (2) organisation du secteur de l'énergie; et (3) défis d'avenir.

BILAN ÉNERGÉTIQUE

Si l'hydroélectricité et la production éolienne font du Québec la plus importante province productrice d'énergie renouvelable au Canada, le bilan de la consommation énergétique du Québec repose tout de même à plus de 50 % sur les hydrocarbures : 36 % de produits pétroliers raffinés, 14 % de gaz naturel, et autour de 1 % pour le propane et autres liquides de gaz naturel ainsi que pour le charbon³. Tous ces hydrocarbures proviennent de l'extérieur du Québec. L'électricité (41 %) et la biomasse (8 %) complètent la consommation. Le graphique 1 illustre ce bilan, hors biomasse, parce que celle-ci n'est pas incluse dans les statistiques détaillées de Statistique Canada.

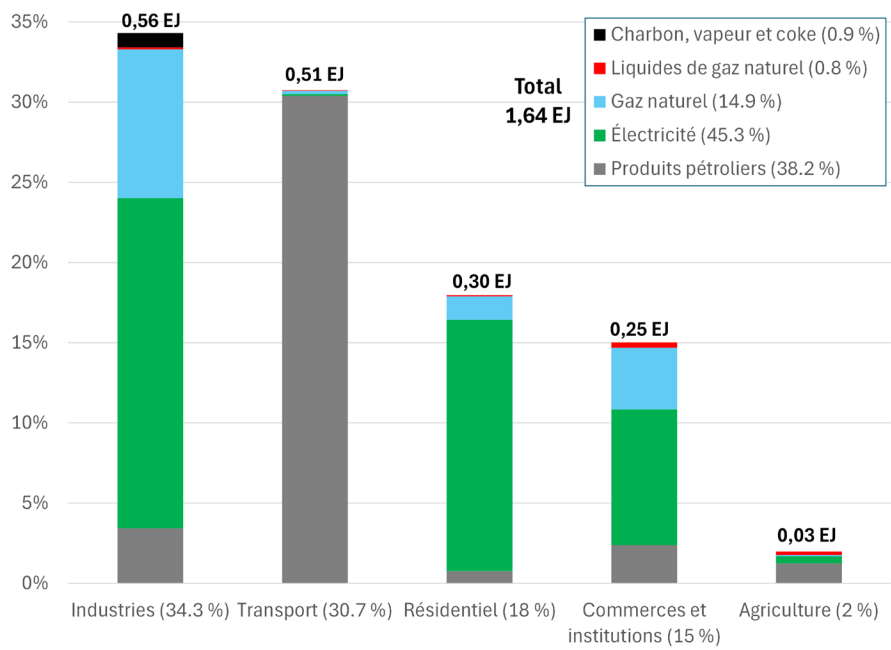
* Pierre-Olivier Pineau est professeur titulaire à HEC Montréal et titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie depuis 2013. Spécialiste des politiques énergétiques et du secteur de l'électricité, il publie régulièrement sur les liens entre énergie et développement durable. Son livre *L'équilibre énergétique* a remporté le prix Hubert-Reeves 2024 de vulgarisation scientifique.

¹ Statistique Canada, *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules*, tableau 25-10-0029-01 (13 novembre 2025), en ligne : <www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002901>.

² Statistique Canada, *Production de l'énergie électrique, production mensuelle selon le type d'électricité*, tableau 25-10-0015-01 (29 avril 2026), en ligne : <www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510001501>.

³ Johanne Whitmore et Pierre-Olivier Pineau, *L'état de l'énergie au Québec 2026* (Montréal : Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, 2026).

Graphique 1 : Bilan énergétique du Québec (hors biomasse), avec pourcentage de la demande totale, 2024⁴



Produits pétroliers

Si les hydrocarbures sont entièrement importés, le Québec compte deux importantes raffineries, celles de Valero à Lévis (d'une capacité de 265 000 barils par jour) et de Suncor à Montréal (137 000 barils par jour)⁵. Les deux raffineries sont situées sur le bord du fleuve Saint-Laurent et à proximité de pipelines. Cela leur confère un positionnement stratégique qui leur permet de recevoir du pétrole brut de plusieurs sources et d'écouler leur production dans différents marchés. La capacité de raffinage totale d'un peu plus de 400 000 barils par jour est supérieure à la consommation de produits pétroliers raffinés du Québec, à moins de 350 000 barils par jour depuis plusieurs années.

Les produits pétroliers ne sont encore très importants qu'en transport, où ils représentent

presque l'entièreté de l'énergie consommée. Dans ce secteur du transport (30,7 % de la consommation de la province), c'est le transport routier qui domine avec 24,2 % de l'énergie de la province, contre 4,8 % pour le transport aérien, 1 % pour le maritime, 0,4 % pour le ferroviaire et 0,1 % pour les pipelines.

Bien que les ventes de véhicules électriques (« VÉ », soit les véhicules électriques à batterie et hybride électrique rechargeable) aient beaucoup plus progressé au Québec qu'ailleurs au Canada, les consommations d'essence et de diesel au Québec n'ont pas encore diminué et sont stables. Elles s'élèvent à environ 9 milliards et 3 milliards de litres par année, respectivement, depuis 2016⁶.

En 2024, le Québec avait la plus grande proportion de VÉ dans son parc automobile,

⁴ *Supra* note 1.

⁵ Association canadienne des carburants, *Production et qualité des carburants* (consulté le 7 mai 2026), en ligne : <canadianfuels.ca/fr/notre-industrie/carburants-conventionnels/production-de-carburant>.

⁶ Statistique Canada, *Ventes de carburants destinés aux véhicules automobiles, annuel*, tableau 23-10-0066-01 (22 septembre 2025), en ligne : <www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310006601>.

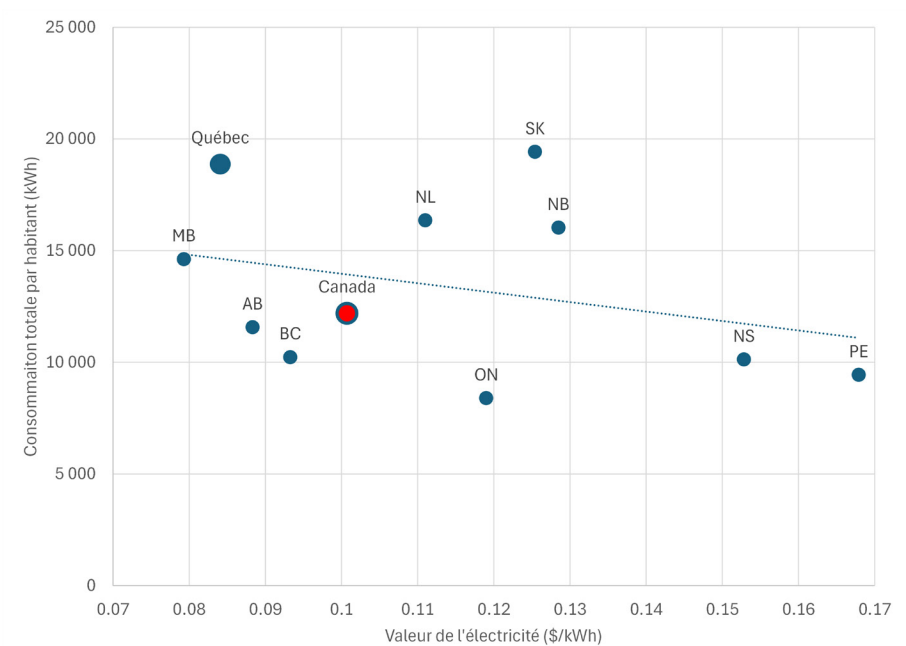
avec 4,8 % (la moyenne canadienne était de 2,6 %)⁷. Les ventes d'essence se situent à environ 1 000 litres par an par habitant, ce qui est équivalent à la quantité vendue par habitant en Ontario, et un peu en deçà de la moyenne canadienne de près de 1 100 litres. Les ventes annuelles de diesel par habitant avoisinaient les 340 litres en 2024, sous la moyenne canadienne de 415 litres.

Électricité

De toutes les provinces canadiennes, c'est au Québec qu'il y a la plus grande pénétration d'électricité. Avec plus de 40 % de la

consommation finale assurée par cette forme d'énergie, la province est bien au-dessus des 24 %, en moyenne, qui caractérisent le reste du Canada⁸. Comme l'illustre le graphique 2, le Québec a une très grande consommation d'électricité par habitant, avec un prix par kilowattheure (« kWh ») parmi les plus bas au Canada⁹. Avec sa population de 9 millions d'habitants (contre 16 millions en Ontario et près de 6 et 5 millions en Colombie-Britannique et en Alberta), la consommation d'électricité au Québec domine celle de toutes les autres provinces : 171 térawattheures (« TWh ») en 2024, contre 135 TWh pour la seconde province en importance, l'Ontario.

Graphique 2: Ventes totales d'électricité par habitant et valeur par kilowattheure, 2024¹⁰



⁷ Statistique Canada, *Immatriculations de véhicules, par type de véhicule et type de carburant*, tableau 23-10-0308-01 (17 octobre 2025), en ligne : <www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2310030801>.

⁸ Ce 24 % provient de Statistique Canada (2025) *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules*, voir *supra* note 1. Il est à noter que la biomasse est exclue de ces données statistiques énergétiques, alors qu'elle représente plus de 5 % de la consommation, selon l'Agence internationale de l'énergie, *Canada : Energy Mix*, (consulté le 7 mai 2026), en ligne : IEA <iea.org/countries/canada/energy-mix>. La proportion de l'électricité est donc moindre en réalité.

⁹ Statistique Canada, *L'énergie électrique, services d'électricité et d'industrie, disponibilité et écoulement, annuel*, tableau 25-10-0021-01 (22 octobre 2025), en ligne : <www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510002101>.

¹⁰ Statistique Canada, *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en unités naturelles*, tableau 25-10-0030-01 (13 novembre 2025).

Ce sont évidemment la grande disponibilité de l'hydroélectricité et son bas prix qui expliquent l'importance de cette consommation. Cela se traduit par une consommation énergétique résidentielle, commerciale et industrielle qui est dominée par l'électricité. Ainsi, comme l'illustre le graphique 1, plus de 50 % de l'énergie de ces secteurs provient de cette filière.

Gaz naturel

Le gaz naturel au Québec ne compte que pour moins de 15 % de la consommation totale, bien en deçà des 37 % pour le Canada, ce qui rend cette énergie moins centrale dans le bilan québécois. Elle reste néanmoins significative pour le secteur industriel et dans les bâtiments, particulièrement les bâtiments commerciaux et institutionnels.

La production de gaz naturel renouvelable (« GNR ») est en croissance au Québec, avec 124 millions de mètres cube (« m³ ») en 2024, alors qu'elle était inexistante 10 ans plus tôt¹¹. Cela représente 2 % de la consommation de 6 195 millions de m³.

Biomasse

Comme dans le reste du Canada, le secteur de la biomasse au Québec manque de visibilité, notamment parce qu'il est largement exclu des statistiques énergétiques publiées par Statistique Canada. Ressources naturelles Canada rapporte cependant que 12 % de la consommation résidentielle était assurée par le bois de chauffage en 2023, et aussi 12 % dans l'industrie (déchets ligneux et liqueur résiduaire)¹².

Il existe aussi une production de biocarburants liquides au Québec, dominée par le producteur Greenfield Global, qui possède une usine d'une capacité de 200 millions de litres par an, transformant du maïs en éthanol. Des petits producteurs de biodiesel (12 millions de litres par an) et d'huile pyrolytique (16 millions de litres par an) contribuent à la production de biocarburants liquides¹³. Mais cette production

reste marginale face à la consommation totale annuelle d'environ 20 milliards de litres de produits pétroliers. Des importations de biocarburants de 1,2 milliards de litres sont arrivées au Québec en 2024¹⁴, pour satisfaire aux obligations de contenu minimal en éthanol et biodiesel dans l'essence et le diesel.

ORGANISATION DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Comme dans la majorité des provinces canadiennes, le secteur de l'énergie au Québec est principalement organisé autour de deux modèles assez traditionnels : celui concurrentiel du sous-secteur des produits pétroliers et celui largement réglementé du sous-secteur électrique. Entre les produits pétroliers et l'électricité gravite le sous-secteur du gaz naturel, qui combine un plus fort degré de concurrence pour la composante énergie, avec des services de transport et de distribution très réglementés. Enfin, le sous-secteur de la biomasse est éclaté, peu structuré et peu réglementé.

Le graphique 3 illustre les principales institutions et acteurs clés des sous-secteurs de l'énergie réglementés au Québec. Le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (« MEIE ») joue un rôle important en étant le ministère responsable d'Hydro-Québec, la société d'État en charge du secteur de l'électricité. Il est aussi responsable de nommer les régisseurs de la Régie de l'énergie, le tribunal administratif fixant les tarifs d'électricité et de distribution du gaz naturel. Le MEIE tente aussi de donner une direction plus claire au secteur énergétique avec son récent projet de loi 69 (« pl 69 »), adopté en juin 2025. Il exige qu'un plan de gestion intégré des ressources énergétiques (« PGIRE ») soit développé et adopté. Ce PGIRE vise à orchestrer les différents acteurs énergétiques pour mener le Québec à la carboneutralité.

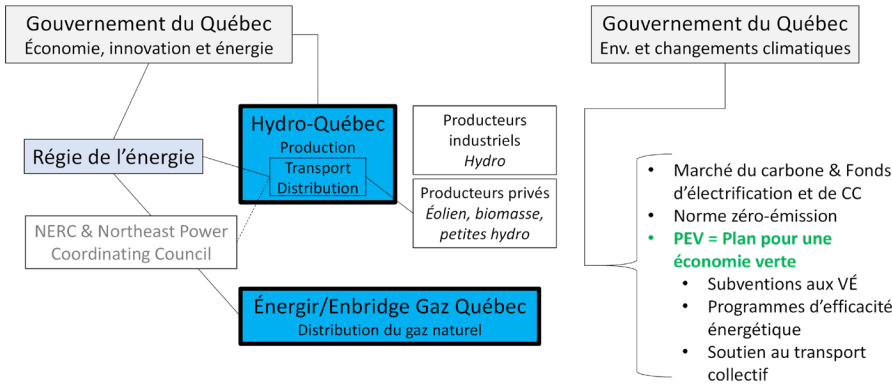
¹¹ Statistique Canada, *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en unités naturelles*, tableau 25-10-0030-01 (13 novembre 2025), en ligne : <www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/fr/tv.action?pid=2510003001>.

¹² Ressources naturelles Canada, *Base de données complète sur la consommation d'énergie*, en ligne : Ressources_naturelles_Canada_oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/donnees_f/bases_de_donnees.cfm.

¹³ *Supra* note 3.

¹⁴ *Supra* note 10.

Graphique 3: Institutions et acteurs clés du secteur de l’énergie au Québec



Le ministère de l’Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (« MELCCFP ») joue un rôle important, mais moins direct, dans le secteur de l’énergie. Ce rôle se manifeste à travers la tarification du carbone et les programmes d’efficacité énergétique qu’il déploie. Son action affecte directement l’utilisation des produits pétroliers et du gaz naturel par le coût supplémentaire ajouté à leur prix dans le cadre du marché du carbone, formellement appelé système de plafonnement et d’échange de droits d’émission (« SPEDE ») de gaz à effet de serre (« GES »). C’est aussi le ministère responsable du plan pour économie verte (« PÉV »), la politique-cadre d’électrification et de lutte contre les changements climatiques du Québec, visant l’atteinte des objectifs climatiques de la province.

Les sous-sections suivantes dressent un état des lieux de la situation dans laquelle se trouvent les quatre grands sous-secteurs énergétiques.

Produits pétroliers

Le marché des produits pétroliers est entièrement ouvert à la concurrence. Le pétrole brut est acheminé aux raffineries selon le mode de transport choisi par les raffineurs – oléoduc, navire ou train. Le prix de ce pétrole brut est librement établi par le marché. Les droits d’utilisation des pipelines sont cependant

sous la supervision de la Régie de l’énergie du Canada, pour qu’il n’y ait pas d’abus de pouvoir de marché et s’assurer de services justes et raisonnables et non discriminatoires.

Les raffineurs vendent leur production à des distributeurs de produits pétroliers, qui ont eux-mêmes l’option d’importer ces produits. Le prix de chacun des produits pétroliers est fixé par le marché.

Les distributeurs de produits pétroliers sont cependant assujettis au SPEDE depuis 2015. Ils doivent s’assurer d’obtenir des droits d’émission de GES équivalents à ce que la combustion de ces produits va relâcher dans l’atmosphère. Ainsi, les « émetteurs distributeurs » de produits pétroliers tels que Harnois, Irving, Norcan, la Pétrolière Impériale, Produits Shell Canada, et d’autres, ont dû acheter durant la période 2021-2023 des droits d’émission pour couvrir l’émission de 117 millions de tonnes (« Mt ») de GES liées à la combustion de leurs produits¹⁵. À un prix d’environ 40\$/tonne, cela correspond à 4,7 milliards de dollars. Ce coût du carbone a ajouté au prix de l’essence 8,4 ¢ par litre.

Le prix de vente des produits pétroliers est suivi par la Régie de l’énergie du Québec, mais n’est pas réglementé. Il y avait un prix plancher jusqu’à l’adoption du pl 69 en juin 2025, visant à protéger les stations-service indépendantes, mais ce prix minimum a été

¹⁵ Ministère de l’Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (Québec), *Rapport de couverture des émissions de la période 2021-2023 du système de plafonnement et d’échange de droits d’émission de gaz à effet de serre (SPEDE) du Québec* (6 décembre 2024, mis à jour le 14 octobre 2025).

aboli. Une transparence accrue du prix dans les stations-service a cependant été exigée avec le pl 69. Les stations-service sont dorénavant obligées de déclarer le prix de vente de l'essence et du diesel à la Régie de l'énergie, qui publie en temps réel ces informations pour toutes les stations-service du Québec sur le site internet¹⁶.

Électricité

Le gouvernement du Québec est beaucoup plus impliqué dans le sous-secteur de l'électricité. Hydro-Québec est une société d'État qui détient le monopole de la production d'hydroélectricité sur les projets de plus de 50 mégawatts (« MW »), à moins que les droits de production n'aient déjà été attribués à des producteurs industriels (comme c'est le cas pour Rio Tinto). Hydro-Québec détient aussi un monopole sur le transport et sur la distribution d'électricité. À noter que 10 distributeurs municipaux ou coopératives coexistent avec Hydro-Québec. Ces distributeurs n'ont pas été nationalisés en 1962, lorsque 11 distributeurs privés sont passés sous le contrôle d'Hydro-Québec¹⁷. Ils sont cependant beaucoup plus petits et ne desservent que 170 000 clients contre plus de 4,4 millions pour Hydro-Québec.

La production d'électricité au Québec n'est pas réglementée, ni le prix de l'énergie électrique vendue à Hydro-Québec. Celle-ci est cependant l'acheteur unique qui doit s'assurer de l'approvisionnement en électricité pour ses clients industriels, commerciaux et résidentiels. Les tarifs offerts aux clients d'Hydro-Québec sont réglementés par la Régie de l'énergie.

Hydro-Québec, dans ses activités de distribution, s'approvisionne en électricité de quatre manières :

1. **Bloc patrimonial.** Un « bloc patrimonial » de 165 TWh à un prix fixé par la Loi sur la Régie de l'énergie est disponible pour Hydro-Québec. Le prix est indexé annuellement à l'inflation et s'élevait en 2025 à environ 3,3 ¢/kWh¹⁸.

2. **Contrats post-patrimoniaux.** Comme les besoins québécois dépassent 165 TWh, Hydro-Québec a signé des contrats d'approvisionnement à long terme, appelés « post-patrimoniaux », avec elle-même (Hydro-Québec, dans ses activités de production) et avec des producteurs privés. Ces contrats ont fourni 18 TWh en 2025 à un coût moyen de 11,7 ¢/kWh.

3. **Achats à court terme.** Hydro-Québec achète aussi de l'électricité sur les marchés voisins, comme l'Ontario, New York, la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick. Ces achats ponctuels représentent quelques TWh. En 2025, ils ont été réalisés à un coût moyen de 13,4 ¢/kWh.

4. **Gestion de la demande.** Finalement, Hydro-Québec possède des outils de gestion de la demande (options interruptibles, tarification dynamique) auprès de ses clients, qui lui permettent de réduire ses approvisionnements moyennant une compensation, inférieure aux achats sur les marchés à court terme.

Les tarifs pour les clients, approuvés par la Régie de l'énergie, sont donc composés de ces coûts d'approvisionnement en électricité (non réglementés par la Régie de l'énergie), des coûts de transport (réglementés) et des coûts de distribution (réglementés). Dans les coûts de transport et de distribution, les investissements doivent être approuvés, notamment ceux en efficacité énergétique.

Les structures tarifaires utilisées par Hydro-Québec sont très simples :

- un frais fixe quotidien (clients résidentiels ou petits clients commerciaux) ou un prix de la puissance, basé sur la puissance maximale, en kW utilisée dans un mois (clients commerciaux et industriels)

¹⁶ Gouvernement du Québec, *Régie Essence Québec* (consulté le 7 mai 2026) en ligne : <regieessencequebec.ca>.

¹⁷ Hydro-Québec, 1960-1979 — *La 2^e étape de la nationalisation : les grands défis*, en ligne : Hydro-Québec <hydroquebec.com/histoire-electricite-au-quebec/chronologie/2e-etape-de-la-nationalisation.html>.

¹⁸ Hydro-Québec Distribution, « Tableau 3 — Coût des approvisionnements », *Approvisionnement en électricité*, HQD-2, Document 1, dossier R-4307-2025 (dernière modification le 14 août 2025), en ligne : <regie-energie.qc.ca/fr/participants/dossiers/R-4307-2025/doc/R-4307-2025-B-0027-Dem-PieceRev-2025_08_15.pdf>.

- un prix par kWh consommé, avec une deuxième tranche de prix plus élevée pour les clients résidentiels et une deuxième tranche de prix plus bas pour les clients commerciaux. Les clients industriels n'ont qu'un seul prix par kWh.

Des tarifs dynamiques optionnels peuvent être choisis par certains clients, et différentes options tarifaires existent aussi pour certains cas. Comme l'illustre le graphique 2, la valeur monétaire des kWh vendus par Hydro-Québec est parmi les plus petites au Canada, reflétant les prix relativement bas dont bénéficient les clients.

Un interfinancement (subvention croisée) réduit de presque 20 % les tarifs payés par les clients résidentiels, au détriment des clients commerciaux qui paient 27 % de plus que ce que leurs coûts de service justifieraient. Les clients industriels paient environ 15 % de plus que ce que leurs coûts de service justifieraient.¹⁹

Hydro-Québec, dans ses activités de production, est aussi un joueur très actif sur la scène électrique du nord-est américain. Elle profite de ses immenses réservoirs, pouvant stocker jusqu'à 176 TWh d'énergie et de sa position centrale entre les marchés ouverts de l'Ontario, de New York et de la Nouvelle-Angleterre, pour transiger de l'énergie électrique. Deux importants contrats d'exportation à long terme de 10 TWh par an ont été signés avec le Massachusetts (20 ans) et New York (25 ans). Ces contrats ont mené à la construction de deux nouvelles lignes de transport vers ces États, dont les mises en service sont en 2026.

Gaz naturel

Énergir est le plus important distributeur de gaz naturel au Québec. Son réseau couvre la grande région de Montréal jusqu'à Québec, incluant le sud du Québec et une extension

jusqu'au Lac-Saint-Jean. Elle livre du gaz naturel à environ 210 000 clients. La région de Gatineau, en Outaouais, est desservie en gaz naturel par Enbridge Gaz Québec à travers un réseau distinct, comptant un peu plus de 40 000 clients²⁰.

Les grands clients (consommant plus de 7 500 m³ par année) peuvent choisir leur fournisseur de gaz naturel. Différentes compagnies offrent des services de vente de gaz naturel, qu'elles achètent sur le marché nord-américain.

Les deux distributeurs de gaz naturel facturent aux clients des frais de distribution, de transport et de fourniture, s'ils n'ont pas opté pour un autre fournisseur. À ces frais s'ajoutent les frais du SPEDE, comme pour les distributeurs de produits pétroliers. Le 1^{er} décembre 2025, le prix du carbone représentait 8,587 ¢/m³, il est ajusté chaque trimestre²¹.

Les clients d'Énergir peuvent choisir d'acheter du GNR plutôt que du gaz naturel de source fossile. Le GNR coûte plus cher, mais son caractère renouvelable l'exempte de l'achat de droits d'émission dans le cadre du SPEDE. Au 1^{er} octobre 2025, le prix du GNR était de 94,884 ¢/m³ (équivalent à 25,04 \$/GJ)²². À titre de comparaison, le gaz naturel fossile était vendu 15,308 ¢/m³ (4,04 \$/GJ) le 1^{er} avril 2026²³.

Énergir est tenue de vendre 5 % de GNR par an auprès de sa clientèle entre 2025 et 2030, et cette quantité passera à 10 % en 2030. Les quantités nécessaires pour atteindre ces objectifs qui n'ont pas été achetées volontairement par des clients sont payées par l'ensemble de la clientèle à travers un « frais de socialisation ». Celui-ci permet de recouvrer les coûts d'achat plus élevés du GNR. La Régie de l'énergie approuve les contrats d'approvisionnement qu'Énergir établit avec des fournisseurs de GNR.

¹⁹ Hydro-Québec Distribution, *Rapport annuel — Renseignements fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2024*, HQD-2, Document 1 (22 avril 2025, révisé le 26 mai et le 26 septembre 2025), en ligne (pdf) : <hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/hq-rapport-annuel-2025-francais.pdf>.

²⁰ *Supra* note 3.

²¹ Régie de l'énergie (Québec), *Conditions de service, tarifs et informations pratiques d'Énergir*, en ligne : Régie de l'énergie <regie-energie.qc.ca/fr/consommateurs/informations-pratiques/conditions-de-service-et-tarifs-denergir>.

²² Énergir, *Choisir une quantité de GNR, c'est facile!*, en ligne : Énergir <energir.com/fr/affaires/gaz-naturel-renouvelable/etape-et-tarif>.

²³ Énergir, *Prix, tarification et autres fournisseurs*, en ligne : Énergir <energir.com/fr/affaires/espace-client/facturation-et-tarification/tarification>.

Biomasse

L'énergie issue de la biomasse prend diverses formes : bois de chauffage, granules de bois, résidus forestiers, éthanol, GNR. Les fournisseurs de ces produits sont issus du monde agricole, du secteur agroalimentaire, de la gestion des déchets, de l'industrie forestière ou de l'intersection de ces secteurs.

Le gouvernement intervient très peu dans ce sous-secteur, sauf pour les obligations de contenu d'énergie renouvelable dans le gaz naturel, l'essence et le diesel. Le cas du GNR a été vu précédemment. Pour l'essence et le diesel, le gouvernement du Québec établit des proportions minimales de volume de « contenu à faible intensité carbone » qui doit être intégré au volume total d'essence ou de diesel distribué. Ces proportions minimales sont de 12 % pour l'essence et 5 % pour le diesel depuis 2025, et atteindront progressivement 15 % et 10 % en 2030²⁴.

Ces contenus à faible intensité carbone incluent²⁵ :

- les biocarburants, comme l'éthanol et le biodiesel;
- les carburants produits à partir de CO₂ atmosphérique et d'hydrogène vert, comme le e-diesel;
- les carburants produits par la conversion de gaz de synthèse en hydrocarbure, comme l'essence renouvelable produite à partir de plastique non recyclable.

Il est à noter que l'intégration obligatoire de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel au Québec s'ajoute aux obligations du Règlement sur les combustibles propres (« RCP ») du gouvernement fédéral, et que les mécanismes de reddition de comptes sont distincts.

DÉFIS D'AVENIR

Le secteur de l'énergie québécois bénéficie de deux atouts majeurs. D'abord, sa grande capacité de production d'énergie électrique renouvelable à faible coût. Ensuite, un niveau déjà élevé d'électrification, ce qui donne une longueur d'avance par rapport à d'autres provinces pour la décarbonation de l'économie.

La province fait tout de même face à une série de défis importants, qui sont synthétisés ici en trois grands défis : l'atteinte des cibles de réduction de GES, l'évolution du prix de l'électricité et le développement des biocombustibles.

Atteinte des cibles de réduction de GES

Avec 8,9 tonnes de GES par habitant en 2023, le Québec est la province avec les plus petites émissions par personne. C'est aussi la province qui affiche le plus ses ambitions climatiques, en visant une réduction de 37,5 % sous le niveau de 1990 en 2035 (la cible a été repoussée de 2030 à 2035 en janvier 2026²⁶). Avec son marché du carbone (« SPEDE ») lié à celui de la Californie, la province du Québec a établi un mécanisme contraignant qui crée mécaniquement une pression sur les émissions de GES. C'est la seule province canadienne qui s'est dotée d'un plafond absolu sur une large part de ses émissions (environ 75 %). Seuls l'agriculture, les déchets et certains modes de transport (avion, maritime) ne sont pas assujettis au SPEDE.

Pourtant, malgré sa bonne posture actuelle et le SPEDE, le Québec n'est pas sur une trajectoire de réduction des émissions de GES qui permet d'envisager d'atteindre la cible de 2035. Le secteur de l'énergie représente 70 % de ses émissions de GES, il faut donc que des réductions importantes surviennent dans ce secteur pour atteindre l'objectif.

Malgré le PEV et ses différentes initiatives (voir le graphique 3), le Québec n'est toujours pas

²⁴ *Règlement sur l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel*, RLRQ c P-30.01, r 0.1.

²⁵ Gouvernement du Québec, *Reddition de comptes pour l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel*, en ligne : <uebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-a-provisionnement-distribution/carburant-faible-carbone>.

²⁶ Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs (Québec), « Cible de réduction des GES : Québec maintient une cible ambitieuse, mais réaliste » (22 janvier 2026), en ligne : Gouvernement du Québec <quebec.ca/nouvelles/actualites/details/cible-de-reduction-des-ges-quebec-maintient-une-cible-ambitieuse-mais-realiste-68116>.

parvenu à réduire sa consommation de produits pétroliers, ni celle de gaz naturel. Aucune réforme en transport n'est en vue pour rendre le secteur plus efficace et réduire sa consommation d'énergie. Même chose pour les bâtiments ou l'industrie : des discussions ont lieu autour de l'efficacité énergétique et de l'électrification, mais sans rupture importante avec le passé. L'électrification est présentée comme étant l'avenue à privilégier pour décarboner. Le Québec a déjà un secteur de l'électricité très développé. Sera-t-il en mesure de le faire évoluer pour décarboner par l'électrification ?

Évolution du prix de l'électricité et électrification

Le bas prix de l'électricité au Québec a poussé sa pénétration dans le chauffage des bâtiments et en industrie. La consommation d'électricité au Québec est par conséquent plus élevée qu'ailleurs, avec un système électrique aussi plus important. Hydro-Québec a l'objectif pour 2035 d'ajouter 60 TWh d'énergie disponible pour de nouveaux usages, ce qui est très ambitieux à réaliser en moins de 10 ans. Ces nouveaux apports vont coûter beaucoup plus cher que l'électricité du bloc patrimonial : déjà maintenant, le saut entre l'électricité patrimoniale (3,3 ¢/kWh) et la post-patrimoniale (11,7 ¢/kWh) est énorme : plus de 8 ¢/kWh ! Or les usagers ne sont aucunement préparés à payer le coût marginal de production des nouveaux approvisionnements. La tarification au coût moyen est très peu remise en question. Toute augmentation de ce coût moyen entraîne même des réactions négatives – voire des remises en question des projets qui causent les hausses.

Cela induit un très mauvais signal de prix, poussant la surconsommation et n'induisant pas les justes efforts d'efficacité énergétique.

Les Québécois sont ainsi aveugles aux coûts réels des approvisionnements électriques, alors même qu'il faudrait ajouter beaucoup de nouvelle capacité pour électrifier. C'est une très mauvaise fondation économique, qui menace de faire basculer l'équilibre actuel.

Développement des biocombustibles

Même avec une électrification réussie et une réduction des besoins qui pourraient être obtenue par une plus grande efficacité énergétique, des biocombustibles gazeux et liquides auront leur place dans une société décarbonée. Certains usages sont en effet moins

propices à une électrification (véhicules outils, avions, certains procédés industriels, etc.).

Aussi, la résilience du système énergétique bénéficiera d'une diversité des sources d'approvisionnement, voire d'une certaine redondance. En cas de panne de courant, ces biocombustibles seront précieux.

La sécurité énergétique et l'autosuffisance seront aussi favorisées si la biomasse est valorisée dans des circuits plus courts et/ou circulaires.

Pour ces différentes raisons, développer un sous-secteur des biocombustibles plus cohérent est important. Le Québec possède déjà différents producteurs de biocombustibles, mais la filière est morcelée et peu d'acteurs arrivent à se développer, et encore moins à s'imposer, de manière convaincante.

CONCLUSION

Le bilan énergétique du Québec se distingue par la grande part d'électricité renouvelable qu'il comporte, et par les ambitions de décarbonation plus affirmées qu'ailleurs au Canada. Les défis auxquels il fait face sont cependant assez similaires : parvenir à se mettre sur une trajectoire de réduction des émissions de GES alignée avec ses objectifs, réformer son marché de l'électricité pour lui donner des fondations économiques plus solides et donner un élan aux biocombustibles pour leur permettre de pleinement jouer leur rôle.

Un dialogue plus grand avec les autres provinces canadiennes pourrait permettre d'avancer plus rapidement sur ces trois fronts, puisque toutes connaissent ces mêmes enjeux. Mais auparavant, un diagnostic plus clairement partagé par les acteurs québécois ne nuirait pas pour permettre de travailler de manière plus coordonnée. ■

L'ALIÉNATION D'ACTIFS D'ENTREPRISES DE SERVICES PUBLICS À L'ÈRE DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES : QUI EN ASSUME LES COÛTS ?

*Mark Kolesar**

L'aliénation d'actifs d'entreprises de services publics est un aspect courant de la réglementation de ce secteur depuis plusieurs années. En règle générale, les entreprises de services publics investissent dans les actifs nécessaires à la prestation de leurs services. Ces investissements sont ensuite amortis sur la durée de vie des actifs, ce qui permet de recouvrer progressivement leur coût au moyen des tarifs. À la fin de la durée de vie utile d'un actif, celui-ci, entièrement amorti, est retiré du réseau de services publics, et tous les coûts connexes — par exemple les coûts de démantèlement ou de mise hors service, nets de la valeur de récupération — sont recouvrés par l'entreprise au moyen de la tarification auprès de ses clients. Cependant, que se passe-t-il lorsque la durée de vie utile d'un actif est écourtée ? Dans ce cas, celui-ci est souvent qualifié d'« actif délaissé ».

Le critère « utilisé et utile » (*used and useful*) est un principe fondamental du droit canadien visant les entreprises de services publics, selon lequel seuls les actifs qui servent activement les clients peuvent donner lieu à un recouvrement de leurs coûts à l'aide des tarifs.¹ Dans le cadre réglementaire canadien, les actifs délaissés sont des actifs qui n'ont pas encore été entièrement amortis, mais qui ne sont plus « utilisés et utiles » pour la prestation de services publics. Lorsqu'une telle situation survient, le solde non recouvré de l'actif n'est plus inclus dans la base tarifaire et n'est plus récupéré auprès des clients dans le cours normal des activités. Se pose alors la question du traitement du solde non amorti de l'actif délaissé; et de savoir si ce solde doit être assumé par les actionnaires de l'entreprise (et donc ne pas être recouvré à l'aide des tarifs) ou par les clients (auquel cas il peut être recouvré au moyen des tarifs).

* Mark Kolesar est chercheur, auteur et consultant dans le domaine de la réglementation des services publics et de l'élaboration de politiques, et participe fréquemment à des webinaires et à des conférences au Canada et aux États-Unis. Il a été membre de l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») pendant douze ans, dont six ans à titre de vice-président et deux ans à titre de président. Mark est maintenant directeur principal chez Kolesar Buchanan & Associates Ltd., où il prodigue des conseils sur les questions de réglementation des services publics. Comme M. Kolesar n'est pas avocat, il ne donne pas d'avis juridique sur les questions abordées dans le présent article.

¹ Il existe peu d'exceptions à l'application stricte du critère « utilisé et utile » dans la réglementation canadienne des services publics. Les immobilisations détenues en vue d'une utilisation future (PHFFU – *Plant Held for Future Use*) peuvent, dans certains cas, être autorisées à générer un rendement réglementé jusqu'à leur mise en service, et les travaux de construction en cours (CWIP – *Construction Work in Progress*) sont parfois inclus dans la base tarifaire et autorisés à produire un rendement réglementé avant leur achèvement et leur utilisation subséquente dans la prestation des services publics.

Les effets des changements climatiques relancent les débats sur la gestion appropriée des actifs délaissés, car ce phénomène modifie l'environnement opérationnel des entreprises de services publics d'électricité de deux manières. Premièrement, les tendances météorologiques historiques menacent les installations et font de la résilience une priorité pour les responsables de la planification du réseau. Deuxièmement, les directives réglementaires et législatives adoptées en réponse aux risques climatiques imposent de nouvelles exigences aux entreprises de services publics. Les effets du climat et la transition énergétique qui en résulte accroissent les risques liés aux actifs délaissés. Ces risques sont aggravés par les longs horizons d'amortissement des infrastructures des entreprises de services publics, ce qui crée une incertitude quant à savoir si des actifs seront délaissés à l'avenir et qui supportera le fardeau financier si ces actifs sont détruits, sous-utilisés ou doivent être mis hors service prématurément.

En supposant un horizon de planification pouvant s'étendre de trente à quarante ans, les entreprises de services publics peuvent s'attendre à une augmentation des risques physiques pesant sur leurs installations, à une hausse des coûts d'exploitation, ainsi qu'à des exigences accrues en matière de résilience et de décarbonisation². Les tempêtes fréquentes et violentes aggravent déjà l'ampleur des dégâts causés aux infrastructures de transport et de distribution d'électricité. Les risques d'incendies de forêt s'intensifient, menaçant les infrastructures des entreprises de services publics et augmentant leur responsabilité civile lorsque leurs équipements sont à l'origine d'incendies³. Une étude de McKinsey & Company révèle que les investissements dans des actifs à longue durée de vie situés dans des zones à risque augmentent la possibilité qu'il y ait une incidence sur le bilan⁴. La destruction d'infrastructures d'entreprises de services publics en raison des conditions météorologiques instables soulève des questions quant à savoir

qui doit assumer le remboursement des coûts liés à ces infrastructures lorsqu'elles sont détruites par des phénomènes météorologiques.

Les entreprises de services publics sont de plus en plus tenues d'intégrer les risques climatiques dans leur planification, de réaliser des investissements justifiés en matière de résilience et de mettre en œuvre des stratégies d'adaptation aux changements climatiques, tout en respectant les objectifs de décarbonisation. Le risque lié aux actifs délaissés s'accroît lorsque les infrastructures construites selon des normes climatiques ou relatives aux gaz à effet de serre (« GES »), qu'elles soient historiques ou émergentes, deviennent potentiellement inadéquates ou dangereuses. Qui devrait assumer les coûts non amortis des actifs qui ne sont plus nécessaires en raison de leur inadéquation face aux risques climatiques?

PROBLÈMES LIÉS AUX ACTIFS DÉLAISSÉS

Dans ce contexte émergent, les actifs délaissés peuvent principalement résulter de deux situations. Premièrement, des actifs peuvent devenir délaissés lorsqu'ils sont détruits prématurément lors d'événements liés au climat, tels que des incendies de forêt et des tornades. Dans ces cas, les actifs n'existent plus physiquement, mais le capital non amorti — et donc non récupéré — investi dans les actifs détruits reste inscrit dans les comptes des entreprises de services publics. Deuxièmement, les installations et les infrastructures peuvent devenir sous-utilisées, non rentables, obsolètes ou irrécupérables en vertu d'exigences politiques ou législatives visant à faire face aux risques climatiques. Dans ce cas, bien que les actifs existent toujours physiquement, le capital non récupéré investi dans ces actifs désormais inutiles ou inadaptés peut ne plus être récupérable au moyen des tarifs, car les actifs ne sont plus « utilisés et utiles » pour la prestation de services publics.

² Association canadienne de l'électricité, *Adaptation aux changements climatiques : bilan de la situation et recommandations pour le secteur de l'électricité au Canada* (2016), en ligne (pdf) : <https://www.electricity.ca/files/reports/french/Adaptation_aux_changements_climatiques-bilan_de_la_situation_et_recomman.pdf>.

³ Des exemples notables à Hawaï, en Alberta et en Californie ont conduit à l'adoption de mesures renforcées visant à réduire le risque que les installations électriques ne provoquent des feux de forêt.

⁴ Sarah Brody, Matt Rogers et Giulia Siccario, « Why, and How, Utilities Should Start to Manage Climate-Change Risk » (2013), McKinsey & Company, en ligne (pdf) : <mckinsey.com/-/media/McKinsey/Industries/Electric%20Power%20and%20Natural%20Gas/Our%20Insights/Why%20and%20how%20utilities%20should%20start%20to%20manage%20climate%20change%20risk/Why-and-how-utilities-should-start-to-manage-climate-change-risk-vf.pdf>.

À mesure que les changements climatiques et la transition énergétique qui en découle touchent de plus en plus les entreprises de services publics au Canada, les organismes de réglementation devront se pencher sur plusieurs questions, parfois interdépendantes, concernant la gestion des actifs susceptibles de devenir « délaissés » à la suite d'événements climatiques ou de mesures de politique climatique. Comment la réglementation peut-elle atténuer les coûts liés aux actifs délaissés? Comment ces coûts doivent-ils être calculés lorsque le délaissement se produit? Qui doit supporter les coûts liés au délaissement résultant d'événements climatiques ou de politiques climatiques lorsqu'ils surviennent? Les coûts liés aux actifs délaissés doivent-ils être répartis équitablement entre les actionnaires et les clients des entreprises de services publics, et si oui, comment? Comment le risque lié aux coûts des actifs délaissés doit-il être pris en compte dans les besoins en revenus et les tarifs des entreprises de services publics?

LE TRAITEMENT ACTUEL DES ACTIFS DÉLAISSÉS AU CANADA

Le traitement des coûts liés aux actifs délaissés dans la réglementation des services publics au Canada varie d'une région à l'autre et est parfois brouillé par l'influence des politiques gouvernementales sur les organismes de réglementation. Les approches adoptées par l'Ontario et l'Alberta en matière de traitement des actifs délaissés sont, par exemple, très différentes.

Actifs délaissés en raison de phénomènes climatiques

Pour commencer, il convient d'examiner l'approche adoptée par ces deux provinces concernant la prise en compte des actifs délaissés à la suite d'événements climatiques. Tant la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») que l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») intègrent des facteurs Z dans leurs cadres réglementaires de fixation des tarifs afin de prendre en compte les coûts liés à des événements imprévus échappant au contrôle de la direction. Ces deux provinces

appliquent des critères similaires pour définir ce qui constitue un événement relevant du facteur Z. Les événements admissibles comprennent les événements climatiques, tels que les tornades et les feux de forêt. Cependant, bien que les deux provinces autorisent généralement le recouvrement des coûts supplémentaires découlant d'un événement relevant du facteur Z, y compris l'intégration d'actifs de remplacement dans la base tarifaire, le traitement des coûts des actifs délaissés par l'événement a été différent dans les deux provinces.

La *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*⁵, en ses articles 36 et 78, confère à la Commission le pouvoir de fixer des tarifs justes et raisonnables pour les services publics de gaz naturel ainsi que pour les distributeurs et les transporteurs d'électricité. L'approche adoptée par la CEO pour traiter les actifs délaissés repose sur le critère de prudence et, en cas d'événements météorologiques, sur l'application d'un facteur Z. En vertu du critère de prudence, si un investissement était prudent au moment où il a été réalisé, la Commission a généralement déterminé que l'entreprise de services publics est en droit de récupérer auprès des clients à la fois les coûts restants des actifs détruits et les coûts des actifs de remplacement. De cette manière, l'Ontario a largement transféré la responsabilité des actifs délaissés liés à des événements climatiques imprévus aux clients des entreprises de services publics.

La décision *West Coast Huron Energy Inc.* (« EB-2011-0335 »)⁶ constitue un précédent en Ontario. West Coast Huron avait demandé l'autorisation de recouvrer les coûts occasionnés par une tornade survenue en août 2011, qui avait détruit une grande partie de ses actifs dans la ville de Goderich. La demande visait le recouvrement de la valeur comptable nette résiduelle des actifs détruits. La Commission a conclu qu'un événement relevant du facteur Z s'était produit lorsque la tornade de force F3 a détruit une partie importante du réseau de distribution de West Coast Huron ainsi que d'autres actifs, et que cet événement était véritablement « extérieur au régime réglementaire et échappait au contrôle de la direction » [traduction]⁷. La Commission

⁵ *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, LO 1998, c 15, ann B.

⁶ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Notice of Application and Hearing for an Electricity Distribution Rate Change – West Coast Huron Energy Inc.*, décision et ordonnance, EB-2011-0335.

⁷ *Ibid* à la p 8.

a conclu que cet événement remplissait les conditions de causalité, d'importance relative et de prudence requises pour un ajustement des tarifs de l'entreprise au titre du facteur Z. En conséquence, la Commission a enjoint à l'entreprise :

... de demander un ajustement au titre du facteur Z dans sa prochaine demande de révision des bases de calcul, une fois que les coûts supplémentaires réels et les pertes de recettes auront été clairement établis. L'examen se limiterait aux questions de prudence, de répartition des coûts et de conception tarifaire, étant donné que le lien de causalité et le caractère significatif ont été établis dans la présente décision motivée [traduction]⁸.

La demande de révision de la base tarifaire de l'entreprise a été réglée par voie d'entente de règlement, telle qu'elle est définie dans la décision et ordonnance EB-2011-0335. La transaction approuvée par la CEO comprenait un montant de 162 105 dollars au titre des besoins de revenus liés à la valeur comptable nette des actifs délaissés résultant des dommages causés par la tempête⁹.

Contrairement à l'Ontario, l'approche de l'Alberta en matière de recouvrement des coûts liés aux actifs délaissés repose sur l'arrêt *Stores Block* de la Cour suprême¹⁰ et est régie par la décision de l'AUC relative à l'aliénation d'actifs d'entreprises de services publics (« UAD » – *Utility Asset Disposition*)¹¹. Dans sa décision concernant l'UAD, l'AUC a interprété de manière stricte l'arrêt *Stores Block*, estimant que les abonnés ne détiennent aucun droit de propriété sur les actifs d'une entreprise de services publics. Étant donné que les entreprises de services publics sont propriétaires de leurs actifs, tout gain ou perte résultant de leur aliénation revient aux actionnaires de l'entreprise. Les pertes découlant de mises hors

service exceptionnelles — notamment celles résultant d'une obsolescence prématurée, d'une mise hors service anticipée motivée par des raisons stratégiques et de catastrophes naturelles — ont donc généralement été assumées par les actionnaires.

La décision relative aux actifs non utilisés établit une distinction entre la mise hors service normale d'un actif à la fin de sa durée de vie utile et la mise hors service exceptionnelle donnant lieu à des coûts liés aux actifs délaissés. Une mise hors service normale est une opération qui avait été raisonnablement prévue dans les provisions pour amortissement et dépréciation, et dont les coûts ont été recouverts au cours de la durée de vie de l'actif au moyen des tarifs facturés aux clients. Une mise hors service exceptionnelle survient lorsqu'un actif est retiré de la base tarifaire avant d'être entièrement amorti parce qu'il est devenu obsolète, qu'il résulte d'un surdéveloppement et excède les besoins futurs, qu'il est utilisé à des fins non liées au service public, qu'il est retiré à la suite d'un sinistre inhabituel ou d'une obsolescence soudaine et complète, ou encore qu'il fait l'objet d'un arrêt complet imprévu en raison d'événements qui n'avaient pas été raisonnablement anticipés ni pris en compte dans les provisions d'amortissement et de dépréciation applicables utilisées pour l'établissement des tarifs. Toute insuffisance ou tout excédent de recouvrement des investissements en capital découlant d'une mise hors service exceptionnelle est imputé aux actionnaires de l'entreprise de services publics. Les clients ne participent ni aux pertes ni aux gains découlant de l'aliénation d'un actif.

Le 11 juin 2018, le pouvoir législatif de l'Alberta a adopté le projet de loi 13, *An Act to Secure Alberta's Electricity Future*¹², qui apportait des modifications à plusieurs lois existantes. Le projet de loi visait à traiter des répercussions réglementaires de l'arrêt *Stores Block* concernant l'aliénation d'actifs de services publics en Alberta, mais ces dispositions ont été

⁸ *Ibid* à la p 9.

⁹ *Ibid* annexe O à la p 13.

¹⁰ *ATCO Gas & Pipelines Ltd c Alberta (Energy & Utilities Board)*, 2006 CSC 4.

¹¹ Alberta Utilities Commission, *Utility Asset Disposition*, décision 2013-417 (26 novembre 2013), en ligne : AUC <auc.ab.ca/applications/decisions/Decisions/2013/2013-417.pdf>.

¹² *An Act to Secure Alberta's Electricity Future*, SA 2018, c A-14.5 (loi sanctionnée le 11 juin 2018).

supprimées¹³. La portée de la décision relative à l'UAD est restée inchangée.

À titre d'exemple, dans la décision 21609-D01-2019 *ATCO Electric Ltd., Z Factor Adjustment for the 2016 Regional Municipality of Wood Buffalo Wildfire*¹⁴, l'AUC a refusé à ATCO le remboursement de la valeur non amortie des actifs détruits lors de l'incendie de forêt de Wood Buffalo¹⁵. La Commission a estimé, conformément à sa décision relative à l'UAD, que l'entreprise de services publics et ses actionnaires étaient responsables de la valeur comptable nette restante des actifs détruits.

Cependant, un arrêt rendu en 2023 par la Cour d'appel de l'Alberta¹⁶ a accueilli l'appel interjeté contre la décision 21609-D01-2019, estimant que la décision portée en appel reposait sur des erreurs de droit, notamment la conclusion selon laquelle les possibilités dont disposait la Commission pour traiter les actifs détruits étaient limitées par l'arrêt *Stores Block*. La Cour a estimé que l'établissement des tarifs relevait clairement du pouvoir discrétionnaire de la Commission, y compris la détermination des dépenses pouvant être incluses dans les coûts recouvrables, la manière de traiter l'amortissement et la manière de traiter les actifs délaissés ou détruits de manière imprévisible. La Cour a résumé sa conclusion comme suit :

En résumé, la question est de savoir à qui doivent incomber les pertes résultant de forces de la nature : aux abonnés de l'entreprise de services publics ou aux actionnaires :

(a) Sur le plan juridique, la question est de savoir où un tarif juste et raisonnable ferait porter ces pertes, en tenant dûment compte du droit de l'entreprise de services publics à

disposer d'une possibilité raisonnable de recouvrer ses coûts prudents.

(b) Cette question n'a pas été tranchée par l'affaire *Stores Block* [...]

(c) L'analyse ne peut pas partir du principe qu'il est intrinsèquement juste de faire porter le fardeau à l'un ou à l'autre groupe. C'est là la réponse, et non le postulat de la question.

(d) Il est pertinent de noter que les entreprises de services publics ont cessé de souscrire des assurances afin de faire économiser de l'argent aux abonnés. La Commission a apparemment décidé qu'il était prudent que les abonnés s'assurent eux-mêmes.

(e) La réponse ne réside pas dans le fait de savoir si la perte était ou non anticipée dans la courbe de survie sous-jacente aux plans d'amortissement, ni si la perte était par conséquent normale ou exceptionnelle.

(f) La réponse ne découle pas non plus des « principes fondamentaux du droit des biens et du droit des sociétés » ni de la propriété des actifs détruits. La perte par incendie ne relève pas du droit en matière d'aliénation.

En fin de compte, la question relève du pouvoir discrétionnaire de la Commission, qui doit être exercé conformément aux dispositions de l'*Electric Utilities Act*, en tenant compte de tous les éléments

¹³ Les modifications rejetées au projet de loi n° 13 auraient garanti aux entreprises de services publics de récupérer l'intégralité du coût des actifs délaissés dans les tarifs facturés aux clients, à condition que l'investissement initial soit jugé prudent. Cependant, ces modifications auraient également modifié le critère de prudence, apparemment en faveur des actionnaires des entreprises de services publics. Ces modifications ont finalement été écartées du texte de loi.

¹⁴ *ATCO Electric Ltd, Z Factor Adjustment for the 2016 Regional Municipality of Wood Buffalo Wildfire*, décision 21609-D01-2019.

¹⁵ L'auteur faisait partie du comité de l'AUC qui a rendu la décision n° 21609-D01-2019 concernant l'ajustement du facteur Z pour ATCO Electric Ltd dans le cadre des incendies de forêt de 2016 dans la municipalité régionale de Wood Buffalo.

¹⁶ *ATCO Electric Ltd v Alberta Utilities Commission*, 2023 ABCA 129.

pertinents et en écartant ceux qui ne le sont pas [traduction]¹⁷.

Dans la décision 28320-D01-2023¹⁸, l'AUC a réexaminé sa décision 21609-D01-2019. Au cours de ce réexamen, la Commission a axé son analyse sur la question de savoir si ATCO avait bénéficié d'une possibilité raisonnable de recouvrer ses coûts, après avoir admis que ces coûts avaient été engagés avec prudence et que les actifs étaient nécessaires à la fourniture du service public. Sur cette question, la Commission a conclu :

...dans le contexte de l'incendie de Wood Buffalo, le fait d'avoir isolé et ordonné l'enlèvement de la totalité de la valeur comptable nette des actifs détruits a eu pour effet de priver ATCO Electric de la possibilité raisonnable qui lui avait été précédemment offerte de recouvrer ces coûts, et ce pour des raisons indépendantes de sa volonté [traduction]¹⁹.

ATCO a ensuite été autorisée à récupérer, par le biais de ses tarifs, la valeur comptable nette des actifs détruits lors de l'incendie de forêt.

Actifs délaissés en raison de la politique gouvernementale

Jusqu'à présent, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a appliqué strictement la décision relative à l'UAD dans les cas où une entreprise procède au remplacement d'infrastructures en réponse à une politique gouvernementale. Dans l'une des premières applications de la décision relative à l'UAD, l'AUC a refusé à EPCOR le recouvrement des coûts irrécupérables liés au remplacement des compteurs par des compteurs d'infrastructure de comptage avancée (« AMI » – *Advance*

Metering Infrastructure), bien qu'elle ait reconnu que l'adoption de ces nouveaux compteurs était conforme à la politique gouvernementale²⁰.

Dans ce cas, EPCOR a indiqué avoir pris en compte deux aspects de la politique gouvernementale dans son analyse de la faisabilité du projet relatif à l'AMI. Premièrement, EPCOR a tenu compte de la nouvelle spécification S-S-06 de Mesures Canada, qui a donné lieu à un règlement plus strict concernant les essais d'échantillons de conformité des compteurs et le remplacement de ces derniers²¹. Deuxièmement, l'entreprise a fait valoir que sa décision d'acquiescer un système de compteurs d'AMI afin d'automatiser le relevé des compteurs et les processus connexes était conforme à la politique gouvernementale en matière de compteurs intelligents²². La Commission a considéré que ces deux initiatives stratégiques allaient dans le sens de la décision de l'entreprise d'adopter le système des compteurs AMI²³. La Commission a ensuite examiné si le retrait des compteurs existants, résultant de leur remplacement par des compteurs AMI, constituait un « retrait normal » ou un « retrait exceptionnel ». La Commission a conclu qu'étant donné qu'il n'était :

... pas raisonnable de conclure que les caractéristiques du retrait proposé des compteurs existants d'EPCOR Distribution & Transmission Inc. (EDTI) sur une période prévisionnelle de trois ans avaient été anticipées ou envisagées lors de la détermination des paramètres utilisés pour l'élaboration de la dernière rétrospective des amortissements d'EDTI et qu'elles se reflétaient dans les tarifs de cette entreprise, la valeur comptable des compteurs

¹⁷ *Ibid* au para 60.

¹⁸ Alberta Utilities Commission, *Reconsideration of ATCO Electric Ltd, Z Factor Adjustment for the 2016 Wood Buffalo Fire*, décision 28320-D01-2023 (19 décembre 2023).

¹⁹ *Ibid* au para 36.

²⁰ Alberta Utilities Commission, *2013 PBR Capital Tracker True-Up and 2014–2015 PBR Capital Tracker Forecast*, décision 3100-D01-2015 aux para 639–91. L'auteur était le président du comité de l'AUC qui a rendu la décision 3100-D01-2015.

²¹ *Ibid* au para 645.

²² *Ibid* au para 643.

²³ *Ibid* aux paras 657–58.

non amortis est à la charge des actionnaires d'EDTI [traduction]²⁴.

En conséquence, EPCOR n'a pas pu répercuter sur ses tarifs la valeur comptable nette restante des compteurs existants qui devaient être mis hors service, estimée entre 10 et 12 millions de dollars environ.

Il reste à voir si la décision 28320-D01-2023 obligera l'AUC à réexaminer et à reconsidérer son approche non seulement à l'égard des actifs détruits prématurément par les forces de la nature, mais aussi à l'égard des actifs délaissés prématurément en raison de la politique gouvernementale. La Commission a pris soin de circonscrire sa conclusion dans la décision 28320-D01-2023, en déclarant ce qui suit :

Pour parvenir à cette décision, la Commission n'a pas adopté de nouveau cadre ni de nouveau critère concernant le traitement des actifs détruits par une catastrophe naturelle. Elle a plutôt établi sa décision sur les dispositions pertinentes de l'Electric Utilities Act et sur les orientations de la Cour d'appel, telles qu'elles s'appliquent aux circonstances particulières de l'incendie de Wood Buffalo [traduction]²⁵.

Le défi que représente la mise en œuvre des objectifs politiques du gouvernement

Les organismes de réglementation peuvent être enclins à tenir compte des objectifs politiques du gouvernement dans leur approche, en reconnaissant qu'ils sont investis d'un large mandat d'intérêt public. Cependant, quel poids convient-il d'accorder aux lettres de mandat du gouvernement ou à d'autres instruments politiques qui ne trouvent pas d'application dans la législation habilitante de l'organisme de réglementation? Le fait de répondre à des objectifs de politique gouvernementale lorsque ceux-ci ne sont pas adéquatement pris en compte dans la législation peut poser des

difficultés aux organismes de réglementation. Lorsqu'il existe un écart entre les objectifs de politique déclarés et la législation habilitante qui conférerait clairement à l'organisme de réglementation le pouvoir de réaliser ces objectifs, les organismes de réglementation s'exposent, d'une part, à des appels judiciaires de leurs décisions et, d'autre part, à des reproches du gouvernement, voire à une éventuelle révocation.

La décision 2026 NSEB 8²⁶ de la Nova Scotia Energy Board (« NSEB ») illustre les défis auxquels sont confrontés les organismes de réglementation et le type de solutions créatives auxquelles ils ont parfois recours pour parvenir à un résultat d'intérêt public, lorsque la politique gouvernementale et les mandats législatifs ne sont pas alignés.

Le « Clean Power Plan²⁷ » du gouvernement de la Nouvelle-Écosse prévoit, entre autres, l'abandon progressif de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030. Dans sa demande générale de révision tarifaire du 18 septembre 2025, Nova Scotia Power a déclaré qu'elle avait l'intention « de demander l'autorisation de titriser 704 millions de dollars de la valeur comptable nette non récupérée des actifs thermiques dans le cadre du compte de report de décarbonisation²⁸ ». Comme je l'explique en détail plus loin, la titrisation réduit le coût de recouvrement de la valeur comptable nette des actifs délaissés en remplaçant le coût moyen pondéré du capital de l'entreprise de services publics, établi en fonction du marché, par un financement obligatoire moins coûteux, afin d'atténuer l'incidence sur les tarifs de l'entreprise. Cependant, en Nouvelle-Écosse, la titrisation nécessitait une loi habilitante et des règlements d'application qui n'auraient peut-être pas été adoptés à temps pour permettre à l'entreprise d'appliquer les tarifs approuvés au 1^{er} janvier 2026; tarifs qui auraient inclus les paiements sur l'obligation de titrisation si celle-ci avait été approuvée. À titre subsidiaire, l'entreprise a demandé à la NSEB d'approuver un « report de titrisation » afin de reporter la charge d'amortissement et les coûts de

²⁴ *Ibid* au para 691.

²⁵ *Supra* note 18 au para 24.

²⁶ Nova Scotia Energy Board, *General Rate Application by Nova Scotia Power Incorporated for Approval of Certain Revisions to its Rates, Charges and Regulations*, décision 2026 NSEB 8, M12451.

²⁷ Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, *Clean Power Plan*, en ligne : <novascotia.ca/clean-power-plan>.

²⁸ *Supra* note 26 au para 285.

financement de la valeur comptable nette non récupérée des actifs de la centrale thermique jusqu'à ce que la loi nécessaire soit promulguée, moment auquel la titrisation pourrait alors avoir lieu. Dans sa décision, la NSEB a reconnu que « la titrisation ne peut actuellement pas avoir lieu en Nouvelle-Écosse, car la disposition législative habilitante n'a pas été promulguée et la réglementation visant à mettre en œuvre ce mécanisme n'a pas été adoptée par la province » [traduction]²⁹. La NSEB a approuvé le report demandé concernant la titrisation. Une demande ultérieure permettrait d'approuver la titrisation de la valeur comptable nette non récupérée des actifs thermiques, et les tarifs seraient ajustés en conséquence.

Les organismes de réglementation pourraient être de plus en plus amenés à envisager d'autres approches pour faire face au risque de voir des actifs devenir délaissés en raison d'événements climatiques ou d'initiatives politiques gouvernementales, tout en conciliant des objectifs contradictoires, tels que l'accessibilité financière; en particulier lorsque les politiques gouvernementales et les obligations législatives sont susceptibles d'être en contradiction.

AUTRES APPROCHES RÉGLEMENTAIRES / SOLUTIONS RÉGLEMENTAIRES DE RECHANGE

Une étude des différentes solutions de rechange à la réglementation visant à gérer à la fois le risque d'actifs délaissés et la répartition des coûts liés à ces actifs dans les différentes régions de l'Amérique du Nord met en évidence certaines solutions aux problèmes liés aux actifs délaissés qui méritent d'être examinées et débattues.

Réduire le coût résiduel des actifs susceptibles d'être délaissés en raison des changements climatiques

Si l'on parvient à réduire la probabilité et la gravité potentielle des coûts liés aux actifs délaissés avant que ceux-ci ne se retrouvent délaissés, il sera alors possible de limiter à long terme l'impact de ces actifs sur les entreprises de services publics et leurs clients. Cependant,

les organismes de réglementation sont de plus en plus confrontés au défi de trouver un équilibre entre la nécessité d'atténuer le risque que des actifs deviennent délaissés et celle de permettre aux entreprises de services publics de fournir des services en temps opportun, sûrs et fiables au coût le plus bas possible, tout en leur accordant une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts qu'ils ont engagés avec prudence — et ce, tout en gérant le risque de choc tarifaire et d'aggravation de la précarité énergétique pour certains clients des entreprises de services publics.

La directive de la CEO selon laquelle le prochain plan de gestion des actifs d'Enbridge traite des scénarios liés au risque d'actifs sous-utilisés ou délaissés et propose des mesures d'atténuation a pour but de réduire le coût potentiel des actifs gaziers délaissés. La CEO a examiné les risques liés aux actifs délaissés découlant de la politique climatique lors de l'instance tarifaire d'Enbridge Gas pour 2023-2024 (« EB20220200 »)³⁰. La CEO a estimé que la transition énergétique comportait un risque de délaissement d'actifs desservant à la fois les nouveaux clients et les clients existants, et que le plan de gestion des actifs d'Enbridge ne traitait pas ces risques de manière adéquate. La Commission a ordonné que le prochain plan de gestion des actifs d'Enbridge traite des scénarios associés au risque d'actifs sous-utilisés ou délaissés et propose des mesures d'atténuation. La nature des mesures d'atténuation proposées par Enbridge ainsi que la réponse de la CEO à ces mesures établiront le cadre du traitement futur des coûts liés aux actifs délaissés découlant des politiques climatiques et de la transition énergétique en Ontario. Cela marque un changement dans l'approche de la gestion réglementaire des risques liés aux actifs délaissés découlant de la politique climatique.

D'autres organismes de réglementation exigent des entreprises de services publics qu'elles présentent des plans de gestion des actifs et des plans de gestion intégrée des ressources tenant compte de la baisse de la demande de gaz attribuable à l'électrification. La Utilities and Transportation Commission (« UTC ») de l'État de Washington impose aux entreprises

²⁹ *Ibid* au para 314.

³⁰ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Enbridge Gas Inc – Application to Change its Natural Gas Rates and Other Charges Beginning January 1, 2024, Decision on Settlement Proposal* (décision relative à la proposition de règlement), EB20220200.

de services publics desservant à la fois des consommateurs de gaz naturel et d'électricité de déposer, d'ici 2027, des plans de réseau intégrés incluant une stratégie de transition énergétique³¹. En 2023, l'Assemblée législative de l'État de Washington a adopté le projet de loi ESHB 1589 (la *Large Combination Utilities Decarbonization Act*, une loi sur la décarbonisation combinée des grandes entreprises de services publics), qui impose à l'UTC d'élaborer des règles permettant aux entreprises de services publics fournissant à la fois du gaz naturel et de l'électricité de regrouper leur planification des ressources au sein d'un seul plan de réseau intégré. Ces plans visent à empêcher, dans la mesure du possible, les entreprises de services publics de prolonger des infrastructures gazières susceptibles de devenir obsolètes, en alignant davantage les investissements en infrastructures sur les effets des lois climatiques. Ils encouragent les investissements dans des solutions autres que des pipelines, comme des programmes d'électrification, la réponse à la demande et l'alignement adéquat de l'amortissement accéléré.

Dans l'État de New York, les entreprises de services publics sont tenues de déposer tous les trois ans des projets de plans à long terme. Ces documents doivent inclure au moins un scénario ne prévoyant aucune nouvelle infrastructure gazière traditionnelle et quantifier les émissions de gaz à effet de serre. La New York Public Service Commission a engagé une procédure de planification gazière exigeant des entreprises de services publics qu'elles présentent des solutions autres que des pipelines et au moindre coût avant d'approuver le prolongement des réseaux gaziers. Cette procédure prend également en compte les révisions de la durée de vie des actifs, les mises hors service ciblées et l'accélération de l'amortissement qui en résulte³².

Il incombe de plus en plus aux entreprises de services publics dont les actifs sont susceptibles

d'être désuets ou d'être mis hors service prématurément de se conformer aux politiques climatiques de demander l'approbation de l'amortissement accéléré pour tout actif à risque (pipelines, compteurs et infrastructure). Raccourcir la durée de vie des infrastructures gazières afin que les coûts soient récupérés plus rapidement pendant que les clients utilisent encore le réseau permet d'éviter de laisser d'importants soldes non recouverts lorsque la demande diminue. Afin de réduire l'exposition des actifs délaissés à long terme, la Colorado Public Utilities Commission (« CPUC ») exige que la Public Service Company of Colorado (« PSCC ») révise ses taux d'amortissement pour les actifs gaziers et qu'elle commence à préfinancer les futures mises hors service du réseau gazier³³. La CPUC a ordonné à la PSCC d'établir un compte en fiducie pour financer les coûts futurs de mise hors service des actifs gaziers et de verser 15 millions de dollars par année à la fiducie³⁴. Ces mesures visent à s'harmoniser avec les objectifs de décarbonisation du secteur du chauffage.

L'amortissement accéléré des actifs à risque, visant à éviter ou à réduire les coûts liés aux actifs délaissés, entraîne un recouvrement accéléré des coûts, ce qui augmente les besoins annuels en recettes et, en fin de compte, les tarifs facturés aux clients. Cela a deux conséquences évidentes. À mesure que les tarifs augmentent pour les consommateurs de gaz naturel, l'électrification (p. ex. l'adoption de thermopompes pour le chauffage domestique ou le remplacement des cuisinières à gaz) peut devenir plus intéressante sur le plan économique. Ce résultat est favorable à l'objectif parallèle de réalisation des objectifs de décarbonisation. Cependant, à mesure que les tarifs augmentent, les consommateurs à faibles revenus peuvent être affectés de manière négative et disproportionnée, ce qui aggrave la précarité énergétique en l'absence d'initiatives compensatoires. Je traite de certaines des initiatives compensatoires adoptées par les organismes de réglementation ci-dessous.

³¹ Washington Utilities and Transportation Commission, *State Regulators Adopt Rules for Integrated System Plans*, dossier U-240281 (26 septembre 2025), en ligne : WUTC <publicnow.com/view/A9CA8167E4A875654138C0752D4966C10B997728?1758930484>.

³² New York State Department of Public Service, *PSC Accepts Plan to Advance Gas System Reliability* (18 septembre 2025), en ligne : NY DPS <publicnow.com/view/D0B5B3EF399A4523225C6465D25F44A42F92B4C>.

³³ Colorado Department of Regulatory Agencies, procédure 25A-0165G.

³⁴ « UCA Staff Flag Stranded-Asset Risk in PSCo Depreciation and Gas Infrastructure Filings » (13 juillet 2025), en ligne : *Citizen Portal* <citizenportal.ai/articles/6173324/UCA-staff-flag-stranded-asset-risk-in-PSCo-depreciation-and-gas-infrastructure-filings>.

Certaines régions adoptent une approche plus globale en envisageant une réglementation axée sur le rendement (« RAR ») afin d'inciter les entreprises de services publics à rechercher des gains d'efficacité qui compenseront les effets des coûts supplémentaires liés au climat, parmi d'autres facteurs influant sur la hausse des coûts, tout en atténuant les augmentations tarifaires grâce à des plafonds et à des formules de fixation des tarifs. Le passage d'une réglementation du coût du service sur une seule année à des cadres pluriannuels assortis d'indicateurs d'efficacité et d'accessibilité financière peut atténuer l'effet des coûts liés au climat sur les tarifs facturés aux clients.

Bien que seules deux provinces canadiennes (l'Alberta et l'Ontario) aient adopté la RAR, les organismes de réglementation américains adoptent de plus en plus souvent, ou envisagent activement, des cadres pluriannuels assortis d'indicateurs d'efficacité, d'accessibilité financière et de décarbonisation. Le Massachusetts, le New Hampshire, le Connecticut et Hawaï ont tous mis en place des plans de RAR, et l'Oregon a annoncé son intention d'adopter ce système. D'autres États envisagent également la RAR ou d'autres mesures incitatives. Les États de Washington, de la Caroline du Nord, de New York, du Nevada, du Colorado, du Nouveau-Mexique, de l'Ohio, du Minnesota, du Michigan, de la Pennsylvanie, du Maryland et de la Virginie et le District de Columbia ont entamé des consultations avec les parties prenantes afin d'étudier l'adoption de la RAR et la forme qu'elle pourrait prendre. Seuls deux États n'ont pas envisagé d'adopter une forme quelconque de réglementation incitative : le Texas et l'Oklahoma.

Calcul des coûts des actifs délaissés

Il n'est pas toujours aisé de déterminer avec précision le coût des actifs délaissés, et ce calcul entraîne des conséquences tant pour les actionnaires des entreprises de services publics que pour les clients. Pour déterminer le coût des actifs délaissés lorsqu'ils sont considérés comme sous-utilisés, obsolètes, non rentables ou irrécupérables, il convient tout d'abord d'examiner la valeur comptable nette résiduelle de l'actif. La valeur comptable nette désigne la partie de l'investissement initial dans l'actif qui n'a pas encore été récupérée sur les tarifs des

services publics au moyen de la dépréciation ou de l'amortissement. Si un actif délaissé conserve une quelconque juste valeur marchande, cette valeur doit être soustraite de la valeur comptable nette de l'actif lors du calcul du coût de l'actif délaissé. La juste valeur marchande d'un actif peut être déterminée par sa valeur de récupération nette ou sa valeur de revente sur le marché. Des valeurs de récupération nettes négatives, qui augmentent les coûts des actifs délaissés, sont également possibles.

Par exemple, lors de la suppression progressive de la production d'électricité à partir du charbon, certaines centrales pourraient se prêter à une conversion vers la production d'électricité au gaz naturel. Dans ces conditions, la juste valeur marchande de la centrale à charbon supprimée avant conversion devrait être déduite de sa valeur comptable nette résiduelle afin de déterminer les coûts des actifs délaissés. Après la conversion, uniquement la juste valeur marchande de la centrale fermée (établie selon le principe de pleine concurrence) et les coûts de conversion éventuels devraient être inclus dans le coût d'investissement de la conversion au gaz et pris en compte dans la base tarifaire³⁵. Les coûts irrécupérables de la centrale au charbon (nets de la juste valeur marchande) sont exclus du coût d'investissement de la centrale convertie au gaz naturel et récupérés séparément par d'autres mécanismes (p. ex. la titrisation).

Certains organismes de réglementation exigent des entreprises de services publics qu'elles démontrent avoir pris des mesures pour atténuer les coûts liés aux actifs délaissés avant d'autoriser le recouvrement intégral de ces coûts. Certaines des exigences légales en vigueur aux États-Unis concernant le recouvrement des coûts liés aux actifs délaissés comprennent une disposition selon laquelle les entreprises de services publics doivent démontrer qu'elles ont pris des mesures pour atténuer ces coûts. En l'absence de preuves suffisantes de ces mesures d'atténuation, le recouvrement de la totalité des coûts liés aux actifs délaissés peut ne pas être approuvé, étant donné que l'entreprise de services publics peut être considérée comme ayant fait preuve d'imprudence dans la gestion de ces coûts. Par exemple, les États de New York et de la Pennsylvanie exigent des entreprises de services publics qu'elles prouvent avoir pris

³⁵ Cela suppose un service public intégré verticalement, sans production déréglementée (concurrentielle).

des mesures d'atténuation comme condition préalable au recouvrement intégral.

Prise en compte des coûts liés aux actifs délaissés dans les tarifs

Les mesures visant à réduire l'impact des coûts liés aux actifs délaissés résultant d'initiatives climatiques en tenant compte à l'avance de ces coûts potentiels entraîneront très certainement une hausse des tarifs pour les clients. Lorsque ces actifs se retrouveront délaissés, l'organisme de réglementation devra à nouveau s'efforcer d'atténuer l'impact sur les tarifs des clients. Les organismes de réglementation sont généralement réticents à augmenter les tarifs, mais lorsque des hausses sont nécessaires, ils sont alors confrontés à la question de savoir comment répartir équitablement la récupération des coûts supplémentaires entre les différentes catégories de clients, en particulier lorsque les clients à faibles revenus risquent d'être pénalisés.

Il existe un principe fondamental en matière de tarification selon lequel la personne qui engendre un coût doit en assumer le fardeau dans ses tarifs. Un corollaire de ce principe est que la personne qui en tire profit doit supporter les coûts correspondants. Cependant, les coûts et les avantages découlant des mesures adoptées pour se conformer aux politiques climatiques ne peuvent pas être facilement attribués à une catégorie tarifaire particulière. En théorie, l'ensemble de la société bénéficie des politiques climatiques et les coûts associés devraient être répartis largement. Les coûts supplémentaires découlant de la politique climatique relèvent de la responsabilité du gouvernement qui met en place ces politiques et l'on pourrait soutenir que c'est à lui de les assumer au moyen de crédits d'impôt, d'investissements directs ou d'autres mesures. Cependant, les gouvernements laissent généralement aux organismes de réglementation le soin de gérer les conséquences de la politique climatique sur les coûts des services publics. Par conséquent, les organismes de réglementation sont confrontés au défi de répartir équitablement les coûts entre les catégories tarifaires en établissant des critères tels que l'impact relatif ou la capacité de paiement.

Répartir équitablement les coûts liés au délaissement des actifs lorsqu'il se produit

Le partage des risques liés aux coûts entre les entreprises de services publics et les clients fait depuis longtemps partie intégrante de la réglementation des services publics. Traditionnellement, les clients ont supporté certains risques liés aux coûts des services publics, notamment les fluctuations du coût des combustibles, les dépassements de coûts raisonnables, ainsi que les risques liés à la charge ou au volume (en l'absence de découplage des recettes), entre autres. Le défi pour les organismes de réglementation, lorsqu'ils examinent la meilleure façon de répartir équitablement les coûts des actifs délaissés, consiste à le faire tout en évitant les recours fondés sur l'argument selon lequel tout partage serait confiscatoire et contraire au droit des entreprises de services publics de disposer d'une possibilité raisonnable de récupérer leurs coûts engagés avec prudence, comme l'a démontré l'affaire de l'Alberta. Les organismes de réglementation, les tribunaux et les législateurs s'efforcent de trouver le juste équilibre en matière de partage des coûts.

Dans l'État de Washington, la *Climate Commitment Act*³⁶ vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'État en fixant une limite d'émissions évolutive. En vertu de cette loi, les entreprises de services publics doivent soit réduire leurs émissions, soit acheter des crédits de compensation. La UTC a ordonné un partage des risques concernant les coûts liés à la mise en conformité avec la *Climate Commitment Act*, ce qui oblige les entreprises de services publics à absorber une partie du risque lié aux coûts irrécupérables, plutôt que de le répercuter intégralement sur les clients³⁷. Dans son arrêt, l'UTC a estimé qu'elle avait le pouvoir d'imposer un mécanisme de partage des risques à Puget Sound Energy en particulier, et a décidé que ce mécanisme ferait l'objet d'une future procédure de réglementation qui s'appliquera à toutes les entreprises de services publics relevant de sa compétence. Il est intéressant de noter que la loi de l'État de Washington prévoit que les entreprises de services publics fournissant à la fois du gaz naturel et de l'électricité combinent leurs bases tarifaires pour ces deux sources d'énergie en une seule base tarifaire afin de mieux gérer

³⁶ *Climate Commitment Act*, Wash Rev Code (Washington Revised Code) § 70A.65 (2021).

³⁷ Washington Utilities and Transportation Commission, ordonnance définitive, dossier U230968 (21 février 2025).

le partage des coûts de décarbonisation³⁸. À ce jour, l'UTC n'a pas adopté cette mesure, et les entreprises de services publics ne l'ont pas non plus demandée.

Atténuer l'impact des coûts des actifs délaissés sur les tarifs

Les organismes de réglementation atténuent l'impact des coûts des actifs délaissés sur les clients en ajustant les ratios recettes-coûts dans toutes les catégories tarifaires, en élargissant les réductions accordées aux clients à faibles revenus et en mettant en place des plafonds de facturation pour les clients du gaz restants les plus exposés au recouvrement de ces coûts. De plus, la titrisation est devenue un outil largement utilisé pour réduire le coût de recouvrement des actifs délaissés et atténuer les répercussions potentielles sur les tarifs des clients.

La titrisation est apparue comme une approche utile pour concilier efficacité financière et protection des clients. Elle permet de remplacer le coût moyen pondéré du capital, établi par le marché, par un financement obligataire moins coûteux, afin de financer progressivement le recouvrement des coûts des actifs délaissés. Le financement obligataire est considéré comme un actif réglementaire, dont les dépenses sont récupérées auprès des clients au moyen de leurs tarifs. La titrisation est souvent utilisée pour récupérer les coûts des actifs délaissés lorsque des installations sont mises hors service prématurément en raison de risques climatiques ou d'autres exigences politiques et/ou réglementaires, telles que la fermeture anticipée de centrales au charbon ou nucléaires. À l'heure actuelle, plus de vingt-cinq États américains ont adopté une loi sur la titrisation afin de gérer les risques financiers liés à la transition vers les énergies propres.

L'AVENIR DES COÛTS LIÉS AUX ACTIFS DÉLAISSÉS

Il existe manifestement des solutions de rechange à la réglementation qui pourraient régler les problèmes liés au traitement équitable des coûts des actifs délaissés. Dans la mesure où ce sont les actionnaires des entreprises de services publics ou leurs clients qui supportent

le poids des coûts liés au climat, et en particulier les coûts des actifs délaissés qui pourraient en résulter, les organismes de réglementation, chargés de la tâche liée à l'intérêt public qui consiste à trouver un partage équitable des coûts et des avantages des politiques climatiques, devraient se voir conférer une large autorité législative leur permettant d'envisager des solutions de rechange à la réglementation innovantes. L'adoption de solutions précises et viables pour le traitement des actifs susceptibles d'être délaissés en raison d'événements climatiques, des politiques climatiques et de la transition énergétique en général exigera que les organismes de réglementation disposent de l'autorité législative, de la latitude et de la détermination nécessaires pour y parvenir.

La loi doit également reconnaître que les politiques climatiques visent à servir un bien public universel. La lutte contre les changements climatiques profite à tous, et la charge financière liée à la mise en œuvre de ces politiques ne devrait pas peser de manière disproportionnée ni sur les actionnaires des entreprises de services publics, ni sur leurs clients. Sur le marché émergent des services publics, où, de plus en plus, les consommateurs d'électricité ne dépendent pas uniquement de l'énergie fournie par ces derniers, ceux qui ne dépendent pas de cette énergie ne devraient pas être dispensés de contribuer au financement des initiatives climatiques. Agir ainsi ne ferait qu'exacerber le problème du recouvrement des coûts auprès d'une clientèle en déclin. Cela pourrait nécessiter une approche plus large de la gestion des coûts des politiques climatiques au moyen de mesures non réglementaires, telles que des crédits d'impôt ou des subventions publiques directes, afin de couvrir les risques et les coûts potentiels liés à la mise en œuvre de ces politiques. Une restructuration significative des tarifs, visant à mieux aligner le recouvrement des coûts des entreprises de services publics, y compris les coûts liés au climat, pourrait également s'avérer nécessaire³⁹. ■

³⁸ Amanda Zhou, « State's New Law Involving PSE Aspires to Set a Course for the Future », *The Seattle Times* (22 avril 2024), en ligne : <seattletimes.com/seattle-news/climate-lab/states-new-law-involving-pse-aspires-to-set-a-course-for-the-future>.

³⁹ Voir : Mark Kolesar, « Réévaluer les tarifs du réseau : celui-ci devrait-il être réglementé en tant que transporteur public ? », (2025) 13:2 *Publication trimestrielle sur la réglementation de l'énergie*.

LES RÉPERCUSSIONS DE LA STABILITÉ DES PRIX DÉCOULANT DU RÈGLEMENT SUR LE TARIF DE DERNIER RECOURS POUR LES CONSOMMATEURS À FAIBLE REVENU DE L'ALBERTA

Chloe Haley*

1. INTRODUCTION

Le tarif de dernier recours (*Rate of Last Resort*) constitue actuellement le tarif d'électricité par défaut en Alberta. Il est donc offert à tous les petits consommateurs d'électricité au détail qui ne peuvent pas ou ne souhaitent pas conclure un contrat avec un détaillant concurrentiel d'électricité¹. Les tarifs de dernier recours proposés par les fournisseurs réglementés sont fixés pour des périodes de deux ans et peuvent être rajustés dans une fourchette maximale de 20 % au moment de leur renouvellement². L'adoption du règlement sur le tarif de dernier recours (*Rate of Last Resort Regulation*) semble

avoir eu pour but de remédier à la volatilité des prix observée sous l'ancien régime tarifaire par défaut de la province, soit l'option de tarif réglementé (*Regulated Rate Option*), qui fluctuait tous les mois en fonction des prix pertinents sur le marché à terme³. Comme de nombreux détaillants concurrentiels offrent divers contrats à tarif fixe et à tarif variable, le tarif de dernier recours propose une stabilité du prix aux personnes qui n'ont pas accès à des contrats concurrentiels à tarif fixe.

Les ménages à faible revenu sont ceux les plus vulnérables aux tarifs d'électricité variables. Comme ces consommateurs ont tendance à

* Je tiens à souligner ma reconnaissance pour les conseils reçus de M. Aidan Hollis pour l'élaboration du présent article et tiens à préciser que toute erreur qui persisterait est mienne. Le présent article a été réalisé grâce à la bourse Dr. Albert Herman Award in Economics.

Avertissement : L'auteur du présent article travaille actuellement pour l'Alberta Utilities Commission en tant qu'étudiante d'été. Le présent article a été rédigé dans son intégralité avant le début de cet emploi, et les opinions exprimées ici sont uniquement celles de l'auteur et ne reflètent pas la politique ou la position officielle de l'Alberta Utilities Commission.

¹ Alberta Utilities Commission, « History of the Electricity Industry » (dernière consultation le 4 janvier 2026), en ligne : <auc.ab.ca/history-electric-industry>.

² *Rate of Last Resort Regulation*, Alta Reg 262/2005, art 11(4).

³ Market Surveillance Administrator (Alberta), *Alberta Retail Markets for Electricity and Natural Gas: A Description of Basic Structural Features* (17 juillet 2014).

consacrer une part relativement importante de leur revenu aux dépenses énergétiques⁴, ils risquent de prendre du retard dans le paiement de leurs factures d'électricité si celles-ci sont plus élevées que prévu. Or, comme les clients à faible revenu ont tendance à avoir de faibles cotes de crédit, ils ne sont souvent pas admissibles aux contrats à tarif fixe offerts par des détaillants concurrentiels d'électricité⁵. Par conséquent, les seuls tarifs concurrentiels qui leur sont offerts font partie de contrats à tarif variable, ce qui sous-tend que de nombreux consommateurs à faible revenu peuvent choisir le tarif de dernier recours (« TDR ») pour éviter l'incertitude liée au prix. En effet, puisque 80 % des consommateurs résidentiels avaient conclu des contrats concurrentiels à la fin de 2025⁶, il semble que presque tous les clients admissibles à de tels contrats aient délaissé le tarif par défaut.

Toutefois, la stabilité du TDR élimine le risque lié au prix uniquement pour les petits consommateurs d'électricité au détail. Comme les fournisseurs réglementés doivent acheter l'énergie pour approvisionner leurs clients, ils demeurent exposés à la variabilité des prix inhérente au marché concurrentiel de l'électricité en Alberta. De plus, comme le TDR est offert à tous les consommateurs résidentiels, les fournisseurs réglementés ne peuvent pas décourager leurs clients d'y recourir lorsque leurs coûts d'électricité augmentent. Étant donné que les tarifs offerts par des détaillants concurrentiels tiennent compte des prix courants du marché de gros (*pool price*)⁷, les consommateurs admissibles à des contrats ont tendance à rechercher d'autres tarifs et fournisseurs lorsque les prix augmentent soudainement⁸. Par conséquent, les consommateurs à revenu élevé sont fortement incités à passer au TDR lorsque les prix du marché de gros (ou prix communs) augmentent, car le TDR ne peut pas être rajusté au gré des fluctuations des prix sur le marché. Les consommateurs ont aussi la possibilité de passer

au TDR, en quelque sorte, leurs contrats, parce que l'annulation d'un contrat concurrentiel avant terme est généralement peu coûteuse⁹. Ainsi, les fournisseurs de TDR doivent tenir compte du risque que les consommateurs qui arrivent à la fin de leur contrat à tarif fixe ou qui ont un contrat à tarif variable puissent passer au TDR en cas de flambée des prix sur le marché de gros. La seule façon d'atténuer ce risque est que les fournisseurs qui offrent le TDR établissent un prix relativement élevé.

Le présent article porte sur la question de savoir si le risque de migration des consommateurs à revenu élevé vers le TDR a pour effet que les consommateurs à faible revenu paient des TDR plus élevés que nécessaire. Pour répondre à cette question, j'ai élaboré un modèle afin d'illustrer les différences dans les TDR lorsque : 1) seuls les consommateurs n'ayant pas de contrats sont autorisés à utiliser le TDR (appelé le scénario « du TDR au prix juste »); 2) les consommateurs avec contrat sont autorisés à passer au TDR (appelé le scénario « du TDR au seuil de rentabilité »). Les détails du modèle sont présentés en annexe. Le modèle montre que lorsque la volatilité prévue des prix de l'électricité augmente, les fournisseurs qui offrent le TDR sont forcés d'augmenter considérablement son prix afin d'éviter un passage à ce type de tarification. La validité de ce modèle est ensuite étayée par une analyse comparative du TDR au prix juste et du TDR au seuil de rentabilité pour chaque période de deux ans, de 2012 à 2024, avec des facteurs qui augmentent le risque de passage à un autre régime tarifaire énumérés ci-après.

2. ANALYSE COMPARATIVE DES PRIX DU TDR

Dans cette section, je compare les TDR au prix juste en l'absence d'une migration des consommateurs vers des tarifs qui permettraient

⁴KP Green et coll., *Energy Costs and Canadian Households: How Much Are We Spending?* (Vancouver : Fraser Institute, 2016) aux pp 18–19.

⁵J McIlroy et B Agar, *Affordable Home Energy for All: How Alberta Can Help Its Most Vulnerable Households Escape Energy Poverty*, (Calgary : Pembina Institute, 2025) à la p 5.

⁶Market Surveillance Administrator (Alberta), « Retail Statistics » (dernière consultation le 9 avril 2026), en ligne : <albertamsa.ca/documents/retail-and-rate-cap/retail-statistics>.

⁷Kristjana Kellgren, interviewée par Chloe Haley (20 février 2025) [entretien non publié, réalisé au moyen de Microsoft Teams].

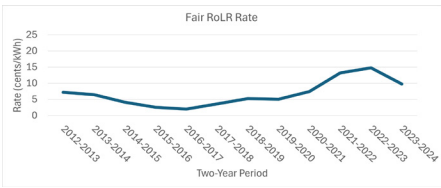
⁸Yiang Guo, Derek EH Olmstead et Andrew H Wilkins, « What Drives Consumers to Switch Retailers? Evidence from the Alberta Electricity Market » (2025) 206 Energy Pol'y 114770 aux pp 1, 2 et 9.

⁹Utilities Consumer Advocate, « Cost Comparison Tool » (dernière consultation le 4 janvier 2026), en ligne : <ucahelps.alberta.ca/cost-comparison-tool/%E2%80%BA>.

aux fournisseurs qui offrent le TDR d'atteindre le seuil de rentabilité lorsqu'ils passeraient à ce type de tarification. Étant donné que les prix futurs sont inconnus, j'illustre comment le TDR au prix juste et le TDR au seuil de rentabilité auraient été comparés pour chaque période de deux ans entre 2012 et 2024 à l'aide des données historiques sur les prix du marché de gros¹⁰ et la proportion de consommateurs ayant des contrats concurrentiels¹¹. De toute évidence, les tarifs établis au seuil de rentabilité aux fins de la présente analyse n'ont pas été observés, car le règlement sur le TDR n'est entré en vigueur qu'au début de 2025.

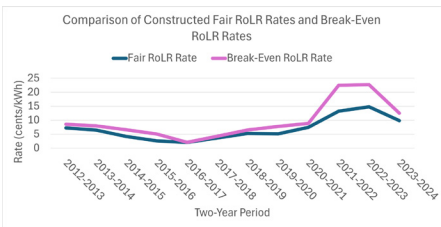
i. TDR au prix juste

La figure 1 présente les tarifs qui permettraient aux fournisseurs du TDR d'atteindre tout simplement le seuil de rentabilité lorsque seuls les clients sans contrat utilisent le TDR.



ii. Comparaison du TDR au prix juste et du TDR au seuil de rentabilité

Dans la figure 2, le TDR au prix juste est comparé aux tarifs qui permettraient aux fournisseurs règlementés d'atteindre le seuil de rentabilité lorsqu'une proportion des consommateurs avec contrat passent au TDR au cours du mois, selon le prix moyen du marché de gros le plus élevé.



De toute évidence, les tarifs nécessaires pour recouvrer les coûts liés au TDR lorsque le consommateur est autorisé à changer de régime tarifaire sont plus élevés que ceux qui prévaudraient si le TDR n'était utilisé que par un groupe stable de consommateurs. Comme le TDR ne peut pas être modifié pour tenir compte des variations mineures ou peu fréquentes du prix du marché de gros¹², le TDR au seuil de rentabilité doit tenir compte de l'afflux important de clients lorsque les prix du marché de gros augmentent. En effet, cette comparaison révèle que les consommateurs sans contrat subventionnent la capacité des consommateurs avec contrat de passer au TDR en payant des tarifs plus élevés que nécessaire en échange d'une certitude liée au prix.

iii. Facteurs qui ont une incidence sur la marge sur le TDR au seuil de rentabilité par rapport au TDR au prix juste

Il ressort clairement de la figure 2 que les différences entre le TDR au prix juste et le TDR au seuil de rentabilité ne sont pas uniformes d'une période à l'autre. Il y a certaines périodes où les tarifs au prix juste et au seuil de rentabilité sont presque impossibles à distinguer, tandis que dans d'autres, les tarifs au seuil de rentabilité sont supérieurs de plusieurs cents/kWh à ceux des tarifs au prix juste. L'importance de la différence entre le TDR au prix juste et le TDR au seuil de rentabilité peut s'expliquer par (1) la variabilité des prix moyens mensuels du marché de gros et (2) la proportion de consommateurs avec contrat au cours du mois du passage à un autre régime tarifaire.

Variation des prix moyens mensuels du marché de gros de 2012 à 2024

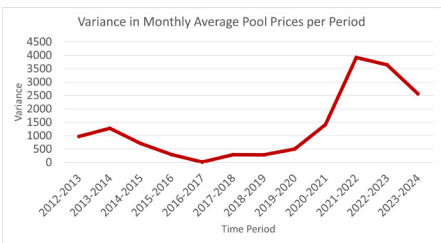
La figure 3 illustre la variation des prix mensuels moyens du marché de gros pour chaque période de deux ans, de 2012 à 2024. Les années où la volatilité des prix du marché de gros est plus importante entraînent des variations

¹⁰ Alberta Electric System Operator, « Daily Average Price » (dernière consultation le 11 septembre 2025), en ligne : <ets.aeso.ca>.

¹¹ Market Surveillance Administrator (Alberta), « Retail Statistics » (dernière modification le 3 octobre 2025), en ligne : <albertamsa.ca/documents/retail-and-rate-cap/retail-statistics>.

¹² *Supra* note 2 au para 11(3).

plus élevées dans les prix moyens mensuels du marché de gros.



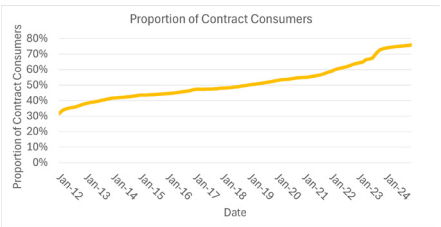
La tendance dans la variation des prix moyens mensuels du marché de gros reflète les fluctuations des écarts entre le TDR au seuil de rentabilité et le TDR au prix juste. En effet, rappelez-vous que dans la figure précédente, l'écart entre le TDR au prix juste et le TDR au seuil de rentabilité a commencé à se refermer avant la période 2016-2017. Ces tarifs étaient presque identiques étant donné que la variation des prix mensuels moyens du marché de gros avait atteint son niveau minimum. En outre, lorsque la variation des prix moyens mensuels du marché de gros a commencé à augmenter, l'écart entre ces tarifs a commencé à se creuser, l'écart le plus important ayant été observé au cours de la période 2021-2022. D'ailleurs, c'est au cours de cette période qu'on a observé la plus importante variation des prix moyens mensuels du marché de gros par rapport aux autres périodes à l'étude.

Ces résultats montrent que des variations plus importantes des prix moyens mensuels du marché de gros coïncident avec des augmentations notables des TDR au seuil de rentabilité par rapport aux TDR au prix juste. On pourrait intuitivement s'y attendre. Plus la variation des prix moyens mensuels du marché de gros est importante, plus l'écart entre le prix moyen au cours du mois du passage à un autre régime tarifaire et les prix moyens du marché de gros au cours des mois précédents est grand. Cela s'explique par le fait qu'un plus grand nombre de clients avec contrat seront incités à passer au TDR. En outre, une plus grande variabilité des prix moyens mensuels du marché de gros sous-tend des périodes plus courtes de flambées soutenues du prix, ce qui signifie

que l'augmentation des coûts moyens prévus engagés par les fournisseurs dans le scénario du TDR au seuil de rentabilité sera plus soudaine et grave comparativement aux années où les variations sont moins importantes.

Proportion de clients avec contrat de 2012 à 2024

La figure 4 montre la proportion de consommateurs résidentiels qui ont des contrats concurrentiels d'électricité à tarif fixe et variable pour chaque mois de 2012 à 2024.



Comme on peut le voir, il y a eu une augmentation constante de la proportion de consommateurs avec contrat de janvier 2012 à décembre 2024. Cette observation est importante, car le risque de passage à un autre régime tarifaire devient plus tangible lorsqu'il y a une plus grande proportion de consommateurs avec contrat. Toutefois, la mesure dans laquelle les consommateurs passent à l'autre régime tarifaire dépend des obstacles auxquels ils sont confrontés lorsqu'ils tentent d'annuler un contrat. Bien que tous les contrats soient assortis d'un délai de réflexion obligatoire de 10 jours, au cours duquel les consommateurs peuvent annuler des contrats immédiatement sans pénalité financière¹³, les annulations effectuées après ce délai exigent habituellement un préavis de 10 à 90 jours, et certains détaillants facturent des frais de résiliation précoce assimilables à des pénalités¹⁴. Ces frictions protègent les fournisseurs qui offrent le TDR contre une ruée vers l'autre régime tarifaire lorsque les prix du marché de gros augmentent considérablement, car les consommateurs assujettis à des politiques de résiliation plus contraignantes ont moins à gagner en passant au TDR. Quoi qu'il en soit, ces politiques de résiliation ne dissuadent pas

¹³ Consumer Protection Act, RSA 2000, c C-26.3, art 27.
¹⁴ Utilities Consumer Advocate, « How to Switch Energy Retailers » (dernière consultation le 9 avril 2026), en ligne : <ucahelps.alberta.ca/residential/electricity/how-to-switch-energy-retailers>.

tous les consommateurs de passer au TDR. Les consommateurs qui ont des contrats moins contraignants engagent des coûts liés au passage à un autre régime tarifaire relativement faibles, de sorte que la migration vers le TDR reste assez aisée. Ainsi, même si le risque de passage à un autre régime tarifaire, et donc d'imposer un fardeau aux consommateurs sans contrat, serait plus élevé en l'absence de frais de résiliation et d'exigences en matière de préavis, le passage à un autre régime tarifaire reste avantageux pour certains consommateurs avec contrat. Si l'on ajoute à cela le fait qu'un plus grand nombre de consommateurs avec contrat entraînent une augmentation du nombre de contrats venus à expiration lors des mois où les prix du marché de gros sont élevés, les fournisseurs qui offrent le TDR sont exposés à un plus grand risque lié au prix lorsque de nombreux consommateurs souscrivent à des régimes concurrentiels à tarif fixe et à tarif variable.

3. CONCLUSION

L'adoption du règlement sur le tarif de dernier recours en janvier 2025 a permis aux petits consommateurs d'électricité au détail de l'Alberta de bénéficier d'un tarif fixe par défaut de deux ans. Contrairement à son prédécesseur à tarif variable, l'option de tarifs règlementés, le TDR garantit un prix stable aux consommateurs, ce qui peut être particulièrement important pour les ménages à faible revenu. Cependant, étant donné que le prix du TDR est fixé à l'avance pour des périodes de deux ans à la fois, il s'agit d'une option alléchante pour les consommateurs avec contrat qui peuvent passer au TDR si les prix du marché de gros augmentent. Les consommateurs avec contrat ne paient pas pour cette option; ce sont les consommateurs sans contrat qui assument la prime implicite de l'option, en raison des prix élevés sur le TDR.

Étant donné que les consommateurs sans contrat ont tendance à avoir un revenu relativement faible et à ne pas avoir un emploi sûr qui leur permettrait d'obtenir des contrats moins coûteux pour l'électricité de leur ménage¹⁵, l'analyse présentée dans le présent document sous-tend

que les ménages albertains à plus faibles revenus subventionnent la consommation d'électricité des consommateurs mieux nantis de la province, en payant plus que leurs propres coûts d'électricité qu'ils engagent, en souscrivant au TDR. Bien que le montant de la subvention dépende de la volonté et de la capacité d'autres consommateurs à passer au TDR par opportunisme, ainsi que de la volatilité des prix du marché de gros, l'analyse utilisant les données de 2012 à 2024 donne à penser que les coûts excédentaires pourraient être assez importants, les consommateurs sans contrat payant habituellement au moins 10 % de plus que le prix juste, et parfois beaucoup plus. Le coût de la stabilité du prix, compte tenu de la conception du TDR, est un transfert important des ménages les plus pauvres de la province vers ceux qui ont une plus grande capacité financière.

Ce constat suggère que le TDR devrait être modifié. Par exemple, le fait de réduire le TDR à un prix fixe d'un an réduirait considérablement la nécessité pour les fournisseurs de facturer des frais supérieurs aux coûts. Autrement, le TDR pourrait être établi sur une période mobile de deux ans afin d'intégrer les changements dans les prix courants et prévus du marché de gros, de manière à donner aux consommateurs avec contrat une moins grande incitation à passer à un autre régime tarifaire lorsque le coût de l'énergie augmente. Si l'on autorisait le rajustement du TDR de temps à autre pour tenir compte des changements dans les conditions du marché, comme le fait le Maryland avec le tarif d'électricité par défaut¹⁶, cela allégerait considérablement la pression exercée par le passage des consommateurs à un autre régime tarifaire sur les coûts moyens prévus par les fournisseurs qui offrent le TDR.

ANNEXE 1 : LA FORMULATION MATHÉMATIQUE DU MODÈLE

Hypothèses du modèle

Aux fins de la présente analyse, j'ai supposé que les seuls coûts engagés par les fournisseurs qui offrent le TDR découlent de l'acquisition de production d'énergie à partir du bassin énergétique de l'Alberta. Tous les coûts associés

¹⁵ Cindy Tran, « “Rate of Last Resort” Will Make Alberta Electricity Rates Less Volatile but More Expensive in the Long-Haul, Experts Say », *Edmonton Journal* (19 janvier 2025), en ligne : <edmontonjournal.com/news/local-news/rate-of-last-resort-will-make-alberta-electricity-rates-less-volatile-but-more-expensive-in-the-long-haul-experts-say>.

¹⁶ Office of People's Counsel, State of Maryland, « Electric SOS Pricing » (dernière consultation le 8 avril 2026), en ligne : <opc.maryland.gov/Consumer-Learning/Electricity/Utility-Standard-Offer-Service-Rates>.

au transport, à la distribution et à la facturation sont exclus du modèle, car ils ne sont pas inclus dans les frais énergétiques facturés aux consommateurs¹⁷. Bien que les fournisseurs qui offrent le TDR puissent également acheter une partie ou la totalité de leur production au moyen de contrats à terme, il n'existe pas de méthode particulière d'acquisition de production d'énergie requise en vertu du règlement sur le tarif de dernier recours¹⁸. De plus, étant donné que les tarifs offerts dans le cadre de contrats concurrentiels sont fondés en grande partie sur les prix du marché de gros (comme on l'a déjà mentionné), le risque de passage à un autre régime tarifaire par les consommateurs avec contrat ne découle pas de la fluctuation des prix à terme. Cela indique que les prix du marché de gros reflètent mieux l'augmentation des coûts subie par les fournisseurs qui offrent le TDR lorsque le passage des consommateurs à un autre régime tarifaire devient préoccupant.

De plus, dans le scénario du TDR au seuil de rentabilité, j'ai supposé que les consommateurs avec contrat ne passent au TDR qu'au cours du mois où le prix moyen du marché de gros est le plus élevé, en tenant pour acquis que la volonté de passer à un autre régime tarifaire suit une distribution uniforme fondée sur les économies que le TDR offre par rapport au prix moyen du marché de gros ce mois-là. Ces hypothèses permettent au modèle de tenir compte de la migration des consommateurs qui découle de la variabilité des prix du marché de gros, mais elles éliminent le bruit et l'erreur potentielle qui peuvent découler d'estimations plus granulaires du taux de migration des consommateurs. De plus, nous ne nous attendons pas à observer une migration additionnelle après le mois où le prix moyen du marché de gros est le plus élevé, car les économies réalisées pendant ces mois ne seraient pas aussi importantes que si ces consommateurs avaient migré plus tôt.

Dérivation du TDR au prix juste

Supposons que α représente la proportion de consommateurs avec contrat sur une période donnée de deux ans. Cela signifie que la proportion de consommateurs sans contrat dans cette période de deux ans est représentée par $1 - \alpha$. De plus, supposons que P_i , $i = 1$,

2, ..., 24, représente le prix moyen du marché de gros au cours du mois i .

Dans le scénario du TDR au prix juste, les fournisseurs qui offrent le TDR servent $1 - \alpha$ consommateurs chaque mois pour lequel leurs tarifs de dernier recours sont en place. Cela signifie que, pour la durée d'une période de TDR, un total de $24(1 - \alpha)$ de consommateurs est servi. Étant donné que le prix moyen de la production au cours d'un mois est déterminé par le prix moyen du marché de gros de ce mois, le coût moyen prévu associé à l'offre du TDR est calculé comme suit :

$$E[AC]^F = \sum_{i=1}^{24} \frac{1 - \alpha}{24(1 - \alpha)} P_i$$

qui se simplifie à

$$E[AC]^F = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}$$

Ainsi, les TDR nécessaires pour que les fournisseurs atteignent le seuil de rentabilité dans ce scénario sont donnés par

$$TDR^F = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_i}{24}$$

Dérivation du TDR au seuil de rentabilité

Maintenant, lorsque la migration des consommateurs est autorisée, les fournisseurs qui offrent le TDR servent des clients sans contrat pour chaque mois où leurs tarifs de dernier recours sont en place, et ils servent une proportion de consommateurs avec contrat pendant des mois où les prix moyens du marché de gros sont élevés à un niveau comparable. Supposons que θ représente la proportion de

¹⁷ Utilities Consumer Advocate, « Understanding Your Bill » (dernière consultation le 4 janvier 2026), en ligne <ucahelps.alberta.ca/residential/electricity/understanding-your-bill>.

¹⁸ *Supra* note 2 au para 11(1).

consommateurs avec contrat qui passent au TDR au cours du mois où le prix moyen du marché de gros est le plus élevé. De plus, supposons que m représente le nombre de mois pendant lesquels les fournisseurs qui offrent le TDR servent des clients avec contrat. Cela signifie que, pour chacun des m mois, les fournisseurs qui offrent le TDR servent $\theta\alpha$ consommateurs avec contrat, donc $m\theta\alpha$ consommateurs avec contrat sont servis au total. Le coût moyen prévu associé à l'offre du TDR est calculé comme suit :

$$E[AC]^{BE} = \sum_{i=1}^{24} \frac{1-\alpha}{24(1-\alpha)} P_i + \sum_{j \in m} \frac{\theta\alpha}{m\theta\alpha} P_j$$

qui se simplifie à

$$E[AC]^{BE} = E[AC]^F + \frac{\sum_{j \in m} P_j}{m}$$

ou

$$E[AC]^{BE} = E[AC]^F + P^H$$

où P^H donne le prix moyen du marché de gros au cours des mois où les consommateurs avec contrat sont facturés au TDR.

Maintenant, dans le scénario du TDR au seuil de rentabilité, les revenus nets que tirent les fournisseurs qui offrent le TDR du service à des consommateurs sans contrat sont calculés comme suit :

$$Revenus_{nets}^{NC} = (1-\alpha)(TDR^{BE} - E[AC]^F)$$

De même, les revenus nets que tirent les fournisseurs qui offrent le TDR du service à $\theta\alpha$ consommateurs avec contrat sont calculés comme suit :

$$Revenus_{nets}^C = \theta\alpha(TDR^{BE} - P^H)$$

Par conséquent, le TDR au seuil de rentabilité, TDR^{BE} , est déterminé comme suit :

$$Revenus_{nets}^{NC} + Revenus_{nets}^C = 0$$

$$(1-\alpha)(TDR^{BE} - E[AC]^F) + \theta\alpha(TDR^{BE} - P^H) = 0$$

qui se simplifie à

$$TDR^{BE} = \frac{(1-\alpha)E[AC]^F + \theta\alpha P^H}{(1-\alpha) + \theta\alpha}$$

Pour déterminer à quel moment le TDR au seuil de rentabilité est supérieur au TDR au prix juste, il faut déterminer les conditions où :

$$TDR^{BE} > TDR^F$$

Nous obtenons l'équation :

$$\frac{(1-\alpha)E[AC]^F + \theta\alpha P^H}{(1-\alpha) + \theta\alpha} > E[AC]^F$$

$$(1-\alpha)E[AC]^F + \theta\alpha P^H > (1-\alpha)E[AC]^F + \theta\alpha E[AC]^F$$

$$\theta\alpha P^H > \theta\alpha E[AC]^F$$

$$P^H > E[AC]^F$$

N'oubliez pas que $E[AC]^F$ représente la moyenne des prix moyens mensuels du marché de gros qui prévalent sur la durée de deux ans du TDR et que P^H représente la moyenne des prix moyens mensuels du marché de gros qui justifient l'utilisation du TDR par les consommateurs avec contrat. Étant donné que P^H donne plus de poids aux prix moyens mensuels élevés du marché de gros, on constate que $E[AC]^F$ ne sera jamais supérieur à P^H , ce qui signifie que les tarifs de dernier recours nécessaires pour que les fournisseurs atteignent le seuil de rentabilité lorsque le consommateur est autorisé à passer à un autre régime tarifaire seront toujours supérieurs aux tarifs de dernier recours suffisants dans le scénario du TDR à prix juste.

4. ANNEXE 2 : NOTE SUR L'ESTIMATION DE THETA

Le calcul de θ est récursif par nature : sa mesure dépend de l'ampleur des économies que le TDR offre, mais le calcul du TDR au seuil de rentabilité dépend de θ lui-même. Pour contourner cette complication, on a estimé θ à la variation en pourcentage du prix moyen du marché de gros par rapport aux mois précédant le passage à un autre régime tarifaire du consommateur avec contrat et au mois au cours duquel le passage devait avoir lieu. Cette adaptation assure que θ mesure la volonté de migrer après que les consommateurs avec contrat ont été confrontés à un changement de prix important. ■

WEST WHITBY LANDOWNERS GROUP INC. V ELEXICON ENERGY INC., 2025 ONCA 821

Reena Goyal, Roy Hrab et Alice Xie*

INTRODUCTION

Dans l'affaire *West Whitby Landowners Group Inc. v. Elexicon Energy Inc.*¹, la Cour d'appel de l'Ontario (la « **Cour** ») s'est récemment attaquée à la question de savoir à quel moment une intervention de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« **CEO** ») dans un différend sur le partage des coûts constitue une décision susceptible de révision judiciaire.

Rédigeant la décision d'un panel unanime, le juge d'appel Sossin a accueilli l'appel et a conclu que certaines lettres d'un membre du personnel délégué de la CEO statuant sur le différend entre les parties constituaient une décision exécutoire. La Cour a conclu que les lettres comprenaient des instruments juridiques relevant de la compétence exclusive de la CEO et touchant les droits légaux des parties, ouvrant ainsi droit à une révision judiciaire.

Cette décision entraîne des répercussions importantes sur la façon dont les communications de la CEO, en particulier celles qui sont émises par le personnel délégué plutôt que par les commissaires, peuvent être traitées par les cours de révision.

CONTEXTE

L'appelant, West Whitby Landowners Group Inc. (« **WWLG** »), est une société fiduciaire à frais partagés pour onze promoteurs immobiliers de Whitby, en Ontario. L'intimé, Elexicon Energy Inc. (« **Elexicon** »), est le distributeur d'électricité détenant un monopole autorisé dans la région et il exploite ses activités conformément au Distribution System Code de la CEO (le « **DSC** ») établi en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*² (« **Loi sur la CEO** »)³.

WWLG aménageait des lotissements résidentiels nécessitant un service d'électricité. En décembre 2018, WWLG et Elexicon ont conclu un accord de raccordement prévoyant qu'Elexicon fournisse de l'électricité en exploitant une nouvelle sous-station municipale « MS16 » et deux nouveaux transformateurs⁴. En vertu du DSC, les nouvelles infrastructures comme la MS16 peuvent être classées comme une « expansion » ou une « amélioration » du réseau de distribution d'Elexicon. Si la MS16 constituait une expansion, WWLG serait tenu de payer une contribution pour dépense en immobilisations à Elexicon pour couvrir ses coûts de construction. S'il s'agissait d'une amélioration, Elexicon en assumerait les coûts⁵.

* Reena Goyal est avocate spécialisée en réglementation de l'énergie, et Alice Xie est stagiaire au bureau de Blake, Cassels & Graydon LLP (« **Blakes** ») de Toronto. Roy Hrab est directeur principal de la division de recherche en politiques chez Power Advisory LLC. Les opinions exprimées dans le présent article sont celles des auteurs seuls et ne reflètent pas nécessairement celles de Blakes ou de Power Advisory LLC.

¹ *West Whitby Landowners Group Inc v Elexicon Energy Inc*, 2025 ONCA 821 [WWLG].

² *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, LO 1998, c 15, ann B.

³ *Supra* note 1 au para 3.

⁴ *Ibid* au para 4.

⁵ *Ibid* au para 5.

Les parties n'étaient pas d'accord sur la classification de la MS16. Leur accord de raccordement contenait une disposition d'arbitrage, renvoyant la question à la CEO et stipulant que la décision de celle-ci serait finale et exécutoire. Conformément à cette disposition, WWLG s'est adressé au bureau des relations avec l'industrie de la CEO en février 2019 pour demander l'interprétation exécutoire de quatre éléments du DSC : (1) déterminer si la MS16 constituait une expansion ou une amélioration; (2) établir la répartition des dépenses en immobilisations entre les parties; (3) déterminer si Elexicon avait le droit de facturer une somme de 775 000 \$ à WWLG pour la réinstallation future de l'infrastructure; (4) établir l'horizon de recouvrement des coûts de raccordement approprié.

WWLG a notamment demandé à la CEO de confirmer si le bureau des relations avec l'industrie pouvait rendre une décision ayant les mêmes effets qu'une décision officielle de la CEO et, dans la négative, de renvoyer l'affaire pour une audience complète⁶.

La CEO a communiqué sa réponse dans deux lettres écrites par des membres de son personnel. La première lettre, signée par le vice-président, Protection du consommateur et rendement de l'industrie, CEO, a été envoyée en août 2019. Elle faisait état de ses « points de vue et conclusions » selon lesquels Elexicon avait correctement classé la MS16 comme une expansion⁷. WWLG a signifié son opposition et formulé une plainte officielle auprès de la CEO concernant la question et demandé une audience. La deuxième lettre a été envoyée par la CEO aux parties en décembre 2020 pour réaffirmer la classification de la MS16 comme une expansion (mais en réduisant légèrement le montant de la contribution pour dépense en immobilisations). La deuxième lettre ne traitait pas expressément de la demande d'audience de WWLG⁸.

WWLG a par la suite demandé une révision judiciaire devant la Cour divisionnaire. La Cour divisionnaire a conclu qu'elle n'avait pas compétence pour entendre la requête en révision judiciaire parce que la CEO n'avait pas exercé une compétence légale de décision et que WWLG n'avait pas la qualité pour exiger une audience de la CEO⁹. WWLG a ensuite présenté une requête à la Cour supérieure de justice de l'Ontario, lui demandant d'interpréter directement le DSC. La Cour supérieure a rejeté la requête au motif qu'elle constituait un abus de procédure, concluant que la CEO avait déjà réglé le différend entre les parties et que, à tous égards, les interprétations du DSC relevaient exclusivement de la compétence de la CEO¹⁰. WWLG a interjeté appel des deux décisions devant la Cour, faisant valoir que l'appel devant la Cour supérieure était conditionnel au rejet de l'appel devant la Cour divisionnaire par la Cour¹¹. Puisque la Cour a autorisé l'appel devant la Cour divisionnaire, elle n'a pas traité en détail l'appel devant la Cour supérieure¹².

Les autres parties du présent commentaire se limitent à l'analyse par la Cour de la nature des lettres de la CEO et à la question de savoir si l'intervention de la CEO s'assimilait à l'exercice d'une compétence légale de décision.

ANALYSE DE LA COUR

Les lettres de la CEO constituaient une « décision » et non pas simplement un « avis ».

La question centrale faisant l'objet de l'appel était de savoir comment caractériser la correspondance entre la CEO et les parties. Sur ce point, la Cour s'est écartée de la conclusion de la Cour divisionnaire selon laquelle les lettres de la CEO n'étaient que des « Avis » non contraignants sollicités par des parties privées¹³.

La décision de la Cour invoque d'entrée l'article 105 de la Loi sur la CEO, qui accorde à la CEO un vaste pouvoir discrétionnaire

⁶ *Ibid* au para 6.

⁷ *Ibid* au para 7.

⁸ *Ibid* au para 8.

⁹ *Ibid* au para 10.

¹⁰ *Ibid* au para 16.

¹¹ *Ibid* aux paras 24–25.

¹² *Ibid* au para 26.

¹³ *Ibid* au para 13.

pour recevoir et régler les plaintes concernant des contraventions possibles aux dispositions exécutoires, et pour enquêter, arbitrer ou régler ces plaintes comme elle le juge bon¹⁴. Une question de seuil se posait, à savoir si la lettre de février 2019 de WWLG pouvait être qualifiée de « plainte » au sens de l'article 105 de la Loi sur la CEO. La Cour a conclu par l'affirmative pour deux motifs. Premièrement, elle a été adressée au bureau des relations avec l'industrie de la CEO, l'organisme responsable des plaintes, par un consommateur touché¹⁵. Deuxièmement, sa substance contestait la classification de la MS16 effectuée par Elexicon au motif qu'elle était incompatible avec le DSC, dont l'interprétation relève de la compétence exclusive de la CEO¹⁶.

La Cour s'est ensuite demandé si la CEO avait le pouvoir légal de trancher un différend en vertu de l'article 105 de la Loi sur la CEO. En interprétant la disposition en harmonie avec l'ensemble de la Loi sur la CEO, la Cour a considéré comme délibérée la distinction établie dans le texte entre « médiation » et « règlement » des plaintes : la première est consensuelle et non contraignante, tandis que la seconde sous-tend des décisions exécutoires¹⁷. La Cour a conclu que les paragraphes 19(1) et 19(6) de la Loi sur la CEO renforcent cette interprétation, conférant à la CEO le pouvoir exclusif de trancher toutes les questions de fait et de droit relevant de sa compétence¹⁸.

La Cour a cité des précédents jurisprudentiels à l'appui de son interprétation. Dans l'affaire *Bennett v Hydro One Inc.*¹⁹, les vastes pouvoirs en matière de traitement des plaintes de la CEO ont été invoqués comme motif pour lequel un recours collectif était une avenue moins désirable. Dans l'affaire *Vista Waterloo Hotel Inc. v 1426398 Ontario Inc.*²⁰, la Cour

a accepté que le règlement d'une plainte par la CEO relevait de sa compétence exclusive. Deux décisions connexes rendues avant l'entrée en vigueur de l'article 105 de la Loi sur la CEO reconnaissaient également le pouvoir discrétionnaire de la CEO à l'égard de son propre processus de traitement des plaintes et la possibilité qu'une décision de la CEO fasse l'objet d'une révision judiciaire²¹. Sur la base de ces considérations, la Cour a conclu que l'article 105 de la Loi sur la CEO conférait à la CEO le pouvoir discrétionnaire d'accepter le renvoi et de régler le différend en interprétant le DSC qui relève exclusivement de sa compétence²².

La Cour s'est ensuite demandé si la CEO avait rendu une décision finale ou s'il s'agissait simplement d'un avis non contraignant. La Cour a rejeté l'interprétation de la Cour divisionnaire selon laquelle WWLG n'avait sollicité que l'« avis » de la CEO. La Cour a plutôt conclu que la clause d'arbitrage de l'accord de raccordement et la demande expresse de WWLG d'obtenir une interprétation « finale et exécutoire » indiquaient clairement que les parties sollicitaient une décision²³.

Notamment, la conduite de la CEO elle-même a appuyé la conclusion de la Cour. La lettre d'août 2019 énonçait les « points de vue et conclusions » du personnel de la CEO sans renoncer au pouvoir contraignant²⁴. La lettre de décembre 2020 a par la suite réaffirmé ces conclusions, rajusté à la baisse la contribution pour dépense en immobilisations et fermé le dossier sans répondre à la demande d'audience de WWLG. La Cour a donc conclu que la lettre de décembre 2020 était la décision finale de la CEO, qu'elle incorporait par renvoi l'analyse antérieure et qu'ensemble les deux lettres constituaient « la décision et les motifs de la

¹⁴ *Ibid* au para 47.

¹⁵ *Ibid* au para 50.

¹⁶ *Ibid* au para 51.

¹⁷ *Ibid* au para 54.

¹⁸ *Ibid* au para 56.

¹⁹ *Bennett v Hydro One Inc.*, 2017 CanLII 7065 (ONSC).

²⁰ *Vista Waterloo Hotel Inc v 1426398 Ontario Inc & Ontario Energy Board*, 2021 CanLII 2724 (ONSC).

²¹ *Supra* note 1 au para 61.

²² *Ibid* au para 64.

²³ *Ibid* au para 68.

²⁴ *Ibid* au para 71.

[CEO], en interprétant et appliquant le code [DSC] pour régler la plainte » [traduction]²⁵.

Les lettres constituaient l'exercice d'une compétence légale de décision par la CEO.

La nature des lettres de la CEO ayant été déterminée, la Cour s'est penchée sur la question distincte, mais connexe, de savoir si les lettres réunies constituaient un exercice de sa compétence légale de décision en vertu de l'article 1 de la *Loi sur la procédure de révision judiciaire de l'Ontario*²⁶ (« LPRJ »), donnant ainsi lieu à une révision judiciaire en vertu du paragraphe 2(1)2 de cette loi.

Le paragraphe 2(1)2 de la LPRJ prévoit que la révision judiciaire est accessible par voie d'action en déclaration ou d'injonction, ou les deux, relativement à l'exercice, au refus d'exercer ou à l'exercice projeté ou présumé d'un pouvoir législatif. Les termes définis pertinents sont énoncés à l'article 1 de la LPRJ, qui définit la « compétence légale » comme incluant le pouvoir « d'exercer une compétence légale de décision », laquelle est définie plus en détail comme suit :

[...] Pouvoir ou droit conféré par une loi ou en vertu de celle-ci de déclarer ou de déterminer,

(a) les droits, pouvoirs, privilèges, immunités, devoirs et obligations juridiques de personnes ou de parties; [...]

L'analyse de la Cour comportait donc deux éléments. Premièrement, la décision doit découler d'un pouvoir conféré par une loi. Deuxièmement, elle doit déclarer ou déterminer les droits, pouvoirs, privilèges, immunités, devoirs et obligations juridiques de personnes ou de parties²⁷.

En ce qui concerne le premier élément, la conclusion de la Cour découlait directement de son interprétation antérieure de l'article 105 de la Loi sur la CEO selon laquelle le recours par la CEO à la question de compétence en vertu de l'article 105 était « par définition, l'exercice d'un pouvoir conféré par une loi de rendre une décision » [traduction]²⁸. La Cour n'a pas été convaincue par le fait que la Cour divisionnaire s'est fondée sur le libellé permissif « peut » à l'article 105 de la *Loi sur la CEO* pour conclure que la CEO n'avait pas exercé un pouvoir prévu par la loi. Bien que la décision initiale d'accepter le renvoi ait été discrétionnaire, une fois que la CEO a rendu sa décision, elle a attiré l'attention sur les principes du droit public ordinaire en matière de révision²⁹.

WWLG a contesté la détermination que la décision de la CEO avait été communiquée par lettre d'un membre du personnel, et non par ordonnance du commissaire. Au nom de la CEO elle-même, on a fait valoir que le « mandat premier » de la CEO, qui consiste à entendre et à trancher les questions de fait et de droit, est conféré aux groupes de commissaires qui agissent aux termes d'une ordonnance officielle après une audience³⁰.

La Cour n'a pas été convaincue par ces arguments, faisant remarquer que la disposition relative à la compétence exclusive de l'article 19 de la Loi sur la CEO parle de « la Commission » et non des « commissaires ». De plus, la CEO n'avait pas fait valoir qu'elle n'avait pas la capacité institutionnelle nécessaire pour trancher des questions au moyen d'une analyse effectuée par du personnel ou dans des communications³¹. De façon plus générale, la Cour a souligné que les organismes de réglementation rendent régulièrement des décisions sous d'autres formes que des ordonnances officielles et que le moyen de communication ne peut pas soustraire une décision à une révision judiciaire³².

²⁵ *Ibid* au para 81.

²⁶ *Loi sur la procédure de révision judiciaire de l'Ontario*, LRO 1990, c J.1.

²⁷ *Supra* note 1 au para 92.

²⁸ *Ibid* au para 96.

²⁹ *Ibid* au para 100.

³⁰ *Ibid* au para 101.

³¹ *Ibid*.

³² *Ibid* au para 104.

La Cour s'est appuyée sur l'analyse de la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Telus Communications Inc. c Fédération canadienne des municipalités*³³, où le libellé de la décision utilisé par le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes dans un différend a été jugé définitif et n'indiquait aucune hésitation. La Cour a conclu que les affaires étaient analogues : le libellé utilisé par la CEO dans sa lettre de décembre 2020 ne laissait aucune place à un nouvel examen, signalant une intention de régler l'affaire de façon définitive³⁴.

En ce qui concerne le deuxième élément, la Cour a conclu que la décision de la CEO avait eu une incidence concrète sur les droits juridiques des parties. En interprétant et en appliquant le DSC, la CEO a défini ce qu'Elexicon était autorisé à facturer en vertu de son permis et, par conséquent, a fixé les obligations financières découlant de la relation contractuelle des parties³⁵.

Les deux éléments de la définition légale étant respectés, la Cour a conclu que les lettres de la CEO constituaient l'exercice d'une compétence légale de décision en vertu de l'article 1 de la LPRJ et qu'elles pouvaient donc faire l'objet d'une révision en vertu du paragraphe 2(1)2 de la LPRJ. Ce faisant, la Cour a écrit, notamment :

« [l]es décideurs administratifs, en particulier les organismes de réglementation, peuvent rendre des décisions sous diverses formes. Le fait qu'une décision puisse être communiquée dans une lettre plutôt que par voie d'ordonnance n'empêche pas la révision judiciaire... »
[traduction]³⁶

CONSIDÉRATIONS PROSPECTIVES

Curieusement, la Cour a tiré ses conclusions sans tenir compte expressément ni faire

référence au pouvoir de délégation prévu au paragraphe 6(1) de la Loi sur la CEO, qui autorise le commissaire en chef de la CEO à déléguer à un employé de la CEO « n'importe lequel des pouvoirs ou fonctions » en ce qui concerne l'audience et la décision sur les questions relevant de la compétence de la CEO.

En effet, ce pouvoir de délégation est principalement celui sur lequel s'appuie la CEO pour traiter la grande majorité des demandes qui lui sont présentées. Selon le plus récent rapport sur les procédures d'arbitrage de la CEO pour l'exercice financier du 1^{er} avril 2025 au 31 mars 2026, 205 décisions sur un total de 272 ont été rendues par délégation de pouvoir³⁷. Selon la décision de la Cour, il est raisonnable de conclure que les décisions rendues par l'exercice d'un pouvoir délégué en vertu du paragraphe 6(1) peuvent faire l'objet d'une révision judiciaire semblable aux décisions rendues en vertu de l'article 105 de la Loi sur la CEO. Toutefois, l'application de la décision de la Cour à d'autres types de communiqués de la CEO est moins claire.

D'une part, la Cour distingue expressément les décisions rendues en vertu de l'article 105 et celles par voie de « bulletins de conformité » du personnel de la CEO. Elle fait cette distinction parce que, dans le cas des bulletins du personnel, la « CEO émet expressément des opinions qui se veulent non contraignantes » [traduction]³⁸. Il s'agit d'une approche semblable à celle de la CEO qui consiste à envoyer des lettres pour fournir une orientation à l'industrie au sujet de la mise en œuvre de nouvelles exigences juridiques et réglementaires :

« [c]omme les bulletins, ces lettres ne lient pas la CEO; toutefois, on s'attend à ce que les entités réglementées suivent l'orientation et le personnel s'y reportera pour évaluer les demandes, traiter les plaintes et effectuer des inspections

³³ *Telus Communications Inc. c Fédération canadienne des municipalités*, 2023 CAF 79.

³⁴ *Supra* note 1 au para 106.

³⁵ *Ibid* au para 113.

³⁶ *Ibid* au para 104.

³⁷ Commission de l'énergie de l'Ontario, « Tableau de bord de l'arbitrage » (dernière consultation le 16 avril 2026), en ligne : CEO <oeb.ca/fr/demandes/tableau-de-bord-de-larbitrage>.

³⁸ *Supra* note 1 au para 109.

afin de garantir la conformité aux exigences » [traduction]³⁹.

D'autre part, il y a des cas où le personnel de la CEO fournit des conseils et une orientation dont l'effet exécutoire n'est pas toujours clair. Par exemple, comme ce fut le cas au départ pour WWLG et Elexicon, les intervenants présentent des demandes de renseignements écrites au personnel de la CEO par l'entremise du bureau des relations avec l'industrie afin d'obtenir des conseils et une orientation sur divers points d'interprétation concernant les dispositions de la Loi sur la CEO et les règlements prescrits, ainsi que les nombreux codes, règles et exigences en matière de dépôt de la CEO⁴⁰.

Les intervenants se fient aux interprétations fournies par le personnel des relations avec l'industrie de la CEO pour déterminer, entre autres choses, l'applicabilité des exigences relatives aux avis de fusion, acquisition, regroupement et désinvestissement (« **FARD** ») et/ou aux exemptions de permis. Ces types d'interprétations par le personnel de la CEO peuvent donc avoir des ramifications commerciales tangibles qui pourraient affecter les « droits, pouvoirs ou obligations juridiques » des parties.

Comme les décisions rendues en vertu de l'article 6, ces déterminations exigent une interprétation et une application du droit qui relèvent de la compétence exclusive de la CEO. Comme les décisions rendues en vertu de l'article 105, ces types de déterminations de la CEO peuvent découler d'une plainte ou d'un désaccord entre les parties commerciales en négociation quant à la portée et à l'application correctes des dispositions législatives ou réglementaires aux circonstances particulières d'une transaction proposée.

Si ces types de communications du personnel de la CEO sont exécutoires, elles devraient être assujetties à un processus de révision judiciaire

semblable à celui reconnu dans les conclusions de la Cour dans l'affaire WWLG. Si elles ne sont pas exécutoires, ce que le personnel de la CEO mentionnera parfois expressément (c'est-à-dire qu'elles ne lient pas un groupe de commissaires de la CEO), il n'est pas clair de savoir quel est le recours approprié pour les demandeurs qui sollicitent un deuxième avis ou un examen. Ce dernier point est particulièrement préoccupant compte tenu de la remarque incidente de la Cour à l'appui de la conclusion de la Cour divisionnaire selon laquelle WWLG n'avait pas la qualité pour agir requise pour obliger la CEO à tenir une audience afin d'examiner de nouveau la décision relative à la plainte de fond en cause⁴¹.

La nécessité de clarifier davantage les types de communications du personnel de la CEO qui sont contraignantes et non contraignantes est encore plus pertinente à la lumière des récents changements législatifs.

La *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures* a ajouté aux objectifs législatifs de la CEO qui appuient la « croissance économique » en lien avec la réglementation du secteur de l'électricité⁴². La *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures* ajoute également un nouvel article 13.1 à la Loi sur la CEO autorisant la cheffe de la direction de la CEO à « communiquer des politiques aux commissaires et aux employés de la [CEO] concernant... les délais relatifs à la prise d'une décision... [déléguee] en vertu de l'article 6... [et] les renseignements ou documents à prendre en compte pour [...] la prise d'une décision » [traduction]⁴³.

Ces dispositions législatives ont par la suite été invoquées par la cheffe de la direction de la CEO dans une lettre publique datée du

³⁹ Commission de l'énergie de l'Ontario, « Staff bulletins and guidance to industry » (dernière consultation le 2 avril 2026), en ligne : CEO <oeb.ca/fr/regles-et-documents-reglementaires/bulletins-dinformation>.

⁴⁰ Commission de l'énergie de l'Ontario, « Contactez-nous » (dernière consultation le 2 avril 2026), en ligne : CEO <oeb.ca/fr/contactez-nous>.

⁴¹ *Supra* note 1 aux paras 120, 125.

⁴² *Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures*, 1^{re} session, 44^e législature, Ontario, 2025, ann 3, art 1.

⁴³ *Ibid* à l'annexe 3, art 6.

16 décembre 2025, dans laquelle elle déclarait notamment ce qui suit :

« [l]a [Loi de 2025 pour protéger l'Ontario en garantissant l'accès à l'énergie abordable pour les générations futures] habilite également la cheffe de la direction de la CEO à communiquer des politiques aux commissaires et aux employés de la CEO concernant les délais de prise de décision et les renseignements ou les documents dont il faut tenir compte dans les procédures décisionnelles, que la décision soit prise par un groupe de commissaires ou par un employé en vertu d'un pouvoir délégué. J'estime qu'il s'agit d'un outil essentiel pour veiller à ce que la politique du gouvernement soit prise en compte dans les décisions relatives aux demandes présentées à la CEO, et à ce que les questions de compétence soient traitées de manière efficace et efficace » [traduction]⁴⁴.

Compte tenu de cette affirmation du rôle de la CEO en tant qu'organisme assujéti aux politiques (plutôt qu'élaborateur de politiques), quelles procédures ou formations internes de la CEO sont en place pour rassurer les intervenants que les décisions du personnel délégué, qu'elles soient prises expressément en vertu de l'article 6 ou de l'article 105 de la Loi sur la CEO ou autrement, seront fondées sur une interprétation et une application uniformes du nouvel objectif législatif visant à soutenir la croissance économique en Ontario ? Comment les intervenants peuvent-ils savoir si et dans quelle mesure ces interprétations du personnel de la CEO peuvent faire l'objet d'une révision judiciaire ?

La CEO pourrait utiliser la décision de la Cour dans l'affaire *West Whitby Landowners Group Inc. v Elexicon Energy Inc.* comme tremplin pour entreprendre un examen holistique de la

façon dont elle communique les orientations réglementaires, y compris d'autres cas d'outils non contraignants qu'elle utilise pour fournir une orientation et, dans certains cas, imposer des exigences aux services publics réglementés et à d'autres intervenants.

Par exemple, le *Handbook to Electricity Distributor and Transmitter Consolidations* de la CEO, qui vise à « fournir une orientation aux demandeurs et aux intervenants sur les demandes présentées à la CEO pour l'approbation des regroupements de distributeurs et de transporteurs et des demandes de tarifs subséquentes » [traduction]⁴⁵, énonce en partie ce qui suit :

« [l]e présent guide documente la politique de la CEO. À l'instar d'autres politiques, les comités de la CEO [de commissaires] qui examinent les demandes individuelles ne sont pas liés par la politique de la CEO et, lorsque des circonstances particulières le justifient, peuvent choisir de l'appliquer ou non (ou d'en appliquer une partie) » [traduction]⁴⁶.

De même, le *Benefit-Cost Analysis Framework for Addressing Electricity System Needs* (le « **cadre BCA** »), qui « décrit la méthodologie que les distributeurs d'électricité doivent utiliser lorsqu'ils évaluent la faisabilité économique de l'utilisation des ressources énergétiques distribuées comme solutions non câblées pour répondre aux besoins définis du réseau électrique » [traduction]⁴⁷, y compris les exigences obligatoires pour les distributeurs d'électricité, prévoit en partie :

« [l]a CEO tiendra compte du cadre BCA dans son examen des demandes tarifaires. Toutefois, le cadre BCA ne lie pas à une décision de la CEO, qui tiendra également compte des circonstances particulières

⁴⁴ Lettre de Carolyn Calwell, cheffe de la direction, Commission de l'énergie de l'Ontario aux intervenants de la Commission de l'énergie de l'Ontario (16 décembre 2025), à la p 2, en ligne : CEO <oeb.ca/regulatory-rules-and-documents/whats-new-newsletter/whats-new-2025-12-17-1%5C>.

⁴⁵ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Handbook to Electricity Distributor and Transmitter Consolidations* (11 juillet 2024), à la p 3, en ligne (pdf) : CEO <oeb.ca/sites/default/files/2024-maads-handbook-20240711.pdf>.

⁴⁶ *Ibid* à la p 5.

⁴⁷ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Benefit-Cost Analysis Framework for Addressing Electricity System Needs* (16 mai 2024), à la p 3, en ligne (pdf) : CEO <oeb.ca/sites/default/files/uploads/documents/regulatorycodes/2024-05/OEB_BCA_Framework_FINAL-AODA.pdf>.

de la demande d'un distributeur d'électricité » [traduction]⁴⁸. Ces types de dispositions fournissent-elles le niveau nécessaire de certitude réglementaire et de compréhension qui « reconnaît l'importance de la cohérence et de la prévisibilité du processus, tant pour les questions de politique que pour les questions juridictionnelles, tout en reconnaissant également que les résultats de la réglementation dépendront des faits et des circonstances spécifiques qui se dégagent des décisions juridictionnelles ou des politiques ? » [traduction]⁴⁹.

l'encontre des objectifs. En gardant ce résultat à l'esprit, il serait souhaitable que la CEO clarifie davantage les questions examinées dans le présent commentaire, surtout compte tenu de l'évolution rapide actuelle de la politique et de la réglementation en matière d'énergie en Ontario. ■

Existe-t-il de meilleures façons de fournir des directives et une orientation aux entités réglementées et à d'autres intervenants qui réduisent au minimum l'ambiguïté tout en maintenant le pouvoir discrétionnaire et l'approche décisionnelle active des commissaires de la CEO ? On peut soutenir que la meilleure approche consiste à ce que la CEO fournisse ce genre d'orientation aux participants de l'industrie, au lieu de se laisser guider par les prévisions et les délibérations des participants pour inclure expressément la CEO comme arbitre d'éventuels différends, comme cela a été le cas dans l'affaire WWLG.

CONCLUSION

L'efficacité d'un organisme de réglementation dépend en grande partie de sa capacité à fournir des directives et des décisions claires et cohérentes aux entités qu'il réglemente, ainsi qu'aux intervenants du secteur, afin que toutes les parties aient une compréhension commune du cadre réglementaire. Pour ce faire, l'organisme de réglementation lui-même (p. ex. le personnel, les arbitres et d'autres décideurs) doit avoir une interprétation et une compréhension communes et uniformes des politiques et des exigences réglementaires. Un tel environnement est nécessaire pour s'assurer que lorsque l'organisme de réglementation communique, que ce soit par correspondance du personnel ou par des arbitres dans le cadre de décisions d'arbitrage officielles, les interprétations réglementaires qui en découlent sont cohérentes et ne vont pas à

⁴⁸ *Ibid* à la p 8.

⁴⁹ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Rapport sur l'excellence en matière de réglementation – Phase 1* (31 mars 2021), à la p 20, en ligne (pdf) : CEO <oeb.ca/sites/default/files/OEB-top-quartile-regulator-report-20210331-fr.pdf>.

LA BC UTILITIES COMMISSION APPROUVE UN INVESTISSEMENT IMPORTANT DANS LE RENFORCEMENT DE LA RÉSILIENCE DU SERVICE DE GAZ NATUREL

*Matthew Ghikas et Niall Rand**

Le 27 octobre 2025, la British Columbia Utilities Commission (« BCUC ») a approuvé¹ le projet d'agrandissement de l'installation de stockage de gaz naturel liquéfié Tilbury (« projet TLSE ») de FortisBC Energy Inc. (« FEI »), ce qui représente un important investissement dans le renforcement de la résilience du réseau de gaz naturel. Le projet TLSE consiste en une nouvelle installation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de 1,1 milliard de dollars située dans une banlieue de Vancouver, dont les deux tiers du réservoir sont consacrés à l'approvisionnement d'urgence en cas de perturbation de l'approvisionnement en gaz naturel dans la vallée du Bas-Fraser. Les processus réglementaires qui ont abouti à

l'approbation du projet TLSE par la BCUC offrent un aperçu de la façon dont un organisme canadien de réglementation des services publics a abordé la question de la résilience du réseau de gaz naturel en l'absence de normes de résilience à l'échelle de l'industrie. La décision favorable à FEI met également en lumière un type de planification et d'analyse de la résilience qui peut appuyer un investissement important dans l'infrastructure du gaz naturel.

Les sections qui suivent portent sur : (1) le projet TLSE et son bien-fondé pour le renforcement de la résilience du réseau; (2) les décisions et l'orientation réglementaires sur lesquelles s'est appuyé FEI pour justifier le

* Les auteurs étaient avocats pour FortisBC Energy Inc., le service public demandeur.

Niall Rand est avocat principal au bureau de Fasken à Vancouver et membre du groupe Global Energy and Climate. Il conseille les entreprises de services publics et les entreprises réglementées sur l'approbation des grands projets, les demandes de tarification, la conception des tarifs, la planification à long terme des ressources et les questions liées aux permis autochtones et environnementaux.

Matthew Ghikas, FCI Arb est un avocat spécialisé en réglementation, arbitre et médiateur qui cumule plus de 25 ans d'expérience dans l'Ouest canadien. Ses clients comprennent les plus grandes entreprises de services publics de gaz et d'électricité de la Colombie-Britannique, des sociétés de transport de l'Alberta, des propriétaires d'installations de GNL et de raffineries, ainsi que l'entreprise d'électricité du Manitoba. Reconnu par Chambers, Best Lawyers, Lexpert et d'autres, il a été nommé « avocat de l'année – Vancouver » en droit de l'énergie à cinq reprises depuis 2018 et agit en tant qu'arbitre auprès de trois institutions arbitrales.

¹ *Re FortisBC Energy Inc Application for a Certificate of Public Convenience and Necessity for the Tilbury Liquefied Natural Gas Storage Expansion Project*, Decision and Order No C-6-25 (27 octobre 2025), British Columbia Utilities Commission, en ligne (pdf) : <ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/orders/en/522934/1/document.do>.

bien-fondé du projet TLSE; et (3) les aspects de l'analyse de la résilience du service de FEI qui ont démontré que le projet TLSE est dans l'intérêt public.

LE PROJET TLSE ET SON BIEN-FONDÉ POUR LE RENFORCEMENT DE LA RÉSILIENCE DU RÉSEAU

En 2020, FEI a déposé une demande de certificat de service public pour son projet TLSE. Le projet TLSE, tel qu'il a été proposé, consistait à remplacer une installation de gaz naturel liquéfié vieille de 55 ans, d'une capacité de 0,6 Gpi³, une unité d'écêtement des pointes au GNL dans la ville de Delta, par un réservoir de stockage de 3,0 Gpi³ et une capacité de regazéification de 800 Mpi³/j². La nouvelle installation offrirait cinq fois plus d'espace de stockage de GNL et plus de cinq fois plus de capacité de regazéification que l'installation d'origine. Les besoins d'approvisionnement de pointe et d'écêtement des pointes ne représentaient qu'environ un tiers de la capacité de regazéification et du réservoir proposé. La justification de FEI pour investir dans le renforcement de la capacité disponible était la résilience du réseau; les deux tiers du réservoir (2,0 Gpi³) seraient mis de côté comme « réserve de résilience » à utiliser en cas d'urgence d'approvisionnement³. Le coût total du projet est estimé à 1,14 milliard de dollars, le coût différentiel de la réserve de résilience et de la regazéification supplémentaire représentant environ 22 % de ce coût⁴.

La justification de cet investissement dans le renforcement de la résilience du service est que FEI compte sur le pipeline T-Sud (« T-Sud ») de Westcoast Energy Inc. pour la grande majorité de son approvisionnement en gaz naturel destiné à la région métropolitaine de Vancouver et à l'île de Vancouver durant l'hiver⁵. Cela

crée un risque lié à l'approvisionnement important pour FEI. Les données probantes de FEI révélaient qu'une interruption totale du débit de gaz (événement d'interruption de débit) dans le pipeline T-Sud de moins d'une journée en hiver (même en supposant des températures hivernales moyennes) ferait inévitablement perdre à FEI sa capacité de servir les clients de la vallée du Bas-Fraser en quelques heures⁶. Les appareils électroménagers et l'équipement commercial et industriel dans cette zone cesseraient de fonctionner. Au moins 600 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels perdraient leur service de gaz pendant plusieurs semaines, principalement en raison du temps nécessaire pour rallumer des millions d'appareils après le rétablissement des débits de gaz dans le pipeline T-Sud⁷.

Un événement d'interruption de débit de deux jours dans le pipeline T-Sud en octobre 2018 a démontré l'exposition de FEI à ce risque lié à l'approvisionnement posé par sa dépendance à ce pipeline. Une explosion survenue à proximité de Prince George avait perturbé le débit d'une des deux conduites du pipeline T-Sud, et l'organisme de réglementation avait exigé que Westcoast ferme l'autre conduite pendant deux jours par mesure de précaution. Il n'y avait pas eu d'interruption de service pour les clients de FEI dans ce cas parce que l'événement d'interruption de débit s'était produit avant la saison de chauffage d'hiver; la demande de gaz sur le réseau de FEI était plus faible, et FEI a pu accéder à un approvisionnement de rechange suffisant pour compenser la perte de débit dans le pipeline T-Sud. Malgré ces conditions favorables, FEI n'était qu'à quelques heures de connaître une interruption d'approvisionnement. Si le même événement était survenu pendant la saison de chauffage hivernale⁸, il y aurait eu des interruptions de service.

² *Ibid* à la p 1.

³ *Ibid*.

⁴ *Ibid* à la p 27.

⁵ *Ibid* à la p 1.

⁶ FortisBC Energy Inc, « FortisBC Energy Inc Application for a Certificate of Public Convenience and Necessity for the Tilbury Liquefied Natural Gas Storage Expansion Project: Supplemental Evidence (Exhibit B-60) » (24 octobre 2024) à la p 47, en ligne (pdf) : <docs.bcuc.com/documents/proceedings/2024/doc_78972_b-60-fei-supplemental-evidence-public.pdf>.

⁷ *Supra* note 1 à la p 22; voir aussi *ibid*, Figures 3 et 4, aux pp 21 et 22.

⁸ *Supra* note 1 à la p 3.

LE PROCESSUS ITÉRATIF QUI A ABOUTI AU PLAN DE RENFORCEMENT DE LA RÉSILIENCE GLOBAL 2024 DE FEI

Il n'y a pas de processus ou de cadre officiel de planification de la résilience en Colombie-Britannique pour les services publics de gaz, et il n'existe pas non plus de normes génériques sur la résilience du service de gaz. Comme il est décrit ci-dessous, la détermination de la nature des activités de planification de la résilience et d'établissement de rapports sur celle-ci de la FEI a été un exercice itératif qui s'est déroulé dans le cadre de multiples processus règlementaires. La deuxième version de l'exercice de planification de la résilience du service de FEI, le plan de renforcement de la résilience 2024, consistait en un examen complet des vulnérabilités et comprenait une analyse très détaillée⁹. La profondeur de l'analyse du plan de renforcement de la résilience 2024 de FEI a finalement joué un rôle déterminant dans l'approbation du projet TLSE par la BCUC.

En octobre 2018, l'événement d'interruption de débit dans le pipeline T-Sud a mis sous les projecteurs l'importance de la résilience du réseau de gaz naturel. Au début de 2019, la BCUC a demandé à FEI de faire rapport sur les mesures que l'entreprise prenait en réponse à cette interruption de débit dans le pipeline T-Sud¹⁰. Par la suite, en acceptant le Long-Term Gas Resource Plan (« LTGRP ») de 2017 de FEI, en réponse aux préoccupations soulevées par les intervenants à la suite de l'interruption de débit dans le pipeline T-Sud de 2018, la BCUC a demandé à FEI d'aborder les préoccupations relatives à la sécurité de

l'approvisionnement dans son prochain LTGRP. La BCUC a laissé à FEI le soin de déterminer le contenu de ce qui deviendrait un plan de renforcement de la résilience du réseau gazier¹¹.

FEI a inclus la première version de son plan de renforcement de la résilience à son plan pour les ressources subséquent, déposé le 9 mai 2022 (« LTGRP 2022 »)¹². Parmi d'autres investissements potentiels aux fins du renforcement de la résilience du service, la première version du plan (le plan de renforcement de la résilience initial) de FEI désignait le projet TLSE comme une mesure potentielle de renforcement de la résilience pour atténuer l'exposition au risque de FEI à un événement d'interruption de débit hivernal dans le pipeline T-Sud¹³. Le plan de renforcement de la résilience initial consistait principalement en une discussion qualitative sur les risques d'interruption de service les plus importants auxquels sont exposés les clients de FEI et les projets qui pourraient être proposés pour atténuer ces risques.

FEI a déposé sa demande de certificat de service public pour le projet TLSE le 29 décembre 2020¹⁴, alors que l'instance de 2022 portant sur le LTGRP était toujours en cours et avant que la BCUC ait donné son avis sur le plan de renforcement de la résilience initial. La demande de certificat de service public pour le projet TLSE, tout comme le plan de renforcement de la résilience initial, soulignait (i) qu'un événement d'interruption de débit sur le pipeline T-Sud s'était déjà produit à une occasion et (ii) que la modélisation du réseau permettait de connaître les conséquences importantes pour les clients d'un tel événement en hiver. La modélisation

⁹ FortisBC Energy Inc, « FortisBC Energy Inc Application for a Certificate of Public Convenience and Necessity for the Tilbury Liquefied Natural Gas Storage Expansion Project: 2024 Gas System Resiliency Plan (Exhibit B-61) » (24 octobre 2024), en ligne (pdf) : <docs.bcuc.com/documents/proceedings/2024/doc_78974_b-61-fei-2024gassy stemresiliencyplan-redacted-public-web.pdf>.

¹⁰ Lettre de Patrick Wruck, Commission Secretary, British Columbia Utilities Commission, à FortisBC Energy Inc, BC Hydro, et Pacific Northern Gas Ltd (5 février 2019), Letter L-1-19, en ligne (pdf) : <ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/orders/en/362391/1/document.do>.

¹¹ *Re FortisBC Energy Inc 2017 Long Term Gas Resource Plan*, Decision and Order G-39-19 (25 février 2019), British Columbia Utilities Commission, en ligne (pdf) : <ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/363860/1/document.do>.

¹² FortisBC Energy Inc, « 2022 Long Term Gas Resource Plan (Exhibit B-1) » (9 mai 2022) à l'annexe E, en ligne (pdf) : <docs.bcuc.com/documents/proceedings/2022/doc_66503_b-1-fei-2022-longtermgasresourceplan.pdf>.

¹³ *Ibid* aux pp 27-28.

¹⁴ FortisBC Energy Inc, « FortisBC Energy Inc Application for a Certificate of Public Convenience and Necessity for the Tilbury Liquefied Natural Gas Storage Expansion Project: Application (Exhibit B-1) » (24 octobre 2024), en ligne (pdf) : <docs.bcuc.com/documents/proceedings/2021/doc_60434_b-1-fei-tilbury-lng-cpcn-application-redacted.pdf>.

du réseau a également révélé que la « réserve de résilience » de 2,0 Gpi³ proposée par FEI fournirait suffisamment de gaz dans la vallée du Bas-Fraser pour, au minimum, répondre à la demande hivernale pendant trois jours complets. FEI a qualifié la capacité de combler une interruption d’approvisionnement en amont pendant trois jours d’objectif minimal dans la planification de la résilience du service dans la vallée du Bas-Fraser¹⁵.

Le 20 mars 2024, la BCUC a publié sa décision sur le plan de ressources 2022 de FEI et a demandé à FEI de préparer une autre version du plan de renforcement de la résilience. La BCUC a fourni des directives plus précises à FEI au sujet du contenu de la prochaine version¹⁶. Peu après, la BCUC a ajourné l’instance réglementaire portant sur la demande de certificat de service public pour le projet TLSE (décision d’ajournement) et a invité FEI à fournir des données probantes supplémentaires, en offrant une orientation semblable à celle accompagnant sa décision sur le plan de ressources 2022 de FEI¹⁷.

La décision d’ajournement de la BCUC a cerné les domaines d’intérêt suivants, en particulier¹⁸ :

- les menaces actuelles et futures à la résilience du réseau de FEI, en plus de l’événement d’interruption de débit de trois jours indiqué dans la demande appuyant le projet TLSE;
- les actifs du réseau actuel de FEI qui en assurent la résilience, ainsi que les lacunes existantes en matière de résilience du réseau, appuyées par une évaluation quantitative des risques tenant compte de la probabilité de concrétisation et des conséquences;
- une analyse de la façon dont les projets prévus par FEI combleraient ou atténueraient ces lacunes en matière

de résilience, y compris l’examen des options à court, moyen et long terme et le coût rattaché à celles-ci;

- une évaluation de la durée de vie restante de l’installation de base existante de Tilbury;
- l’incidence, le cas échéant, de la perte de la capacité de stockage sous contrat sur la résilience du réseau de FEI;
- les coûts et les avantages du projet TLSE par rapport à d’autres solutions de rechange qui offriraient aux clients des avantages moindres, équivalents ou plus importants sur le plan de la résilience du service;
- la façon dont la demande future de gaz naturel pourrait influencer sur le risque que le projet TLSE ne demeure pas utilisé et utile pendant sa durée de vie prévue.

ÉLÉMENTS DU PLAN DE RENFORCEMENT DE LA RÉSILIENCE 2024 DE FEI JUSTIFIANT L’APPROBATION DU PROJET

FEI a dû retenir les services d’experts externes pour l’aider à effectuer les analyses nécessaires, et l’analyse et la rédaction ont exigé plusieurs mois de travail. FEI a déposé des données probantes supplémentaires, y compris la version subséquente de son plan de renforcement de la résilience (« plan de renforcement de la résilience 2024 ») le 24 octobre 2024¹⁹. Le plan de renforcement de la résilience 2024 était beaucoup plus exhaustif et détaillé que sa version initiale. Les données probantes supplémentaires fournies par FEI ont abordé tous les points soulevés dans la décision d’ajournement de la BCUC et la décision relative au LTGRP de 2022.

¹⁵ *Ibid* ss 3 et 4, pp 19-118.

¹⁶ *Re FortisBC Energy Inc 2022 Long Term Gas Resource Plan*, Decision and Order G-78-24 (20 mars 2024), British Columbia Utilities Commission, en ligne (pdf) : <docs.bcu.com/documents/other/2024/doc_76411_g-78-24-fei-2022-long-term-gas-resource-plan-decision.pdf>.

¹⁷ *Re FortisBC Energy Inc Application for a Certificate of Public Convenience and Necessity for the Tilbury Liquefied Natural Gas Storage Expansion Project*, Decision and Order G-62-23 (23 mars 2023), British Columbia Utilities Commission, en ligne (pdf) : <docs.bcu.com/documents/other/2023/doc_70693_g-62-23-fei-tilbury-cpcn-decision-adjoin.pdf>.

¹⁸ *Ibid* aux pp i et ii; *supra* note 1 à la p 3.

¹⁹ *Supra* note 9, Exhibit B-61.

Le plan de renforcement de la résilience 2024 de FEI comprenait les éléments importants suivants :

- la détermination de toutes les vulnérabilités associées à un point de défaillance unique dans le réseau de FEI et en amont qui, selon la modélisation du système, pouvaient entraîner une interruption de service importante pour les clients en hiver;
- la définition d'un seuil d'importance relative à inclure dans le plan de renforcement de la résilience 2024 axé principalement sur le nombre de clients touchés;
- la mesure des répercussions directes sur les clients (c.-à-d. les conséquences directes) au moyen de deux mesures : le nombre de clients touchés par une interruption et le nombre de jours-interruption-clients (c.-à-d. le nombre de clients touchés multiplié par la durée prévue de l'interruption);
- l'élaboration d'un modèle par une tierce partie pour estimer les répercussions économiques corrélatives associées à chaque vulnérabilité en fonction de l'information sur le PIB propre à la région concernée. Malgré l'incertitude inhérente à ce type de modélisation (que FEI et ses experts ont reconnue au cours du processus réglementaire), le modèle a permis une comparaison des vulnérabilités en fonction du type de demande satisfaite plutôt que simplement en fonction du nombre de clients. L'analyse de la perte de PIB laisse entendre qu'une panne dans une zone urbanisée avec des clients industriels et commerciaux, comme à Vancouver et dans la vallée du Bas-Fraser, peut entraîner des répercussions économiques négatives en cascade;
- des preuves qualitatives indépendantes des effets néfastes sur la santé de l'exposition au froid pendant une panne hivernale;
- le calcul de la probabilité de défaillance pour chaque vulnérabilité

du réseau cernée, en fonction des sources potentielles de défaillance ou des dangers;

- le calcul du risque (probabilité multipliée par les conséquences) pour chaque vulnérabilité. Ce calcul a été effectué pour les trois mesures des conséquences (interruptions de service pour les clients, jours-interruption-clients, pertes de PIB) et sur divers horizons temporels;
- les données probantes d'une tierce partie sur la façon d'évaluer le risque. Un élément clé de cette démonstration était que le fait de s'appuyer uniquement sur des calculs du risque rajustés en fonction de la probabilité peut entraîner une prise de décisions mal informée dans le contexte d'événements à faible probabilité d'occurrence et à forte conséquence. Il existe une tendance à sous-estimer le risque. Pour combler cette lacune, la tierce partie qui a fourni les données probantes a recommandé que l'analyse des risques soit complétée par une analyse « fondée sur un scénario », une approche établie qui met l'accent sur les conséquences d'un événement ou d'une défaillance du système. Autrement dit, si les conséquences sont inacceptables, même une faible probabilité peut être intolérable – une logique semblable sous-tend la raison pour laquelle les gens souscrivent une assurance contre les tremblements de terre ou l'incendie.

Comme il a été mentionné précédemment, la BCUC voulait plus de preuves que FEI mettait l'accent sur les bons investissements en matière de résilience. L'analyse ci-dessus a permis à la BCUC de comparer le risque relatif lié aux vulnérabilités dans l'ensemble du réseau de FEI. Elle a démontré que FEI proposait d'effectuer des investissements pour atténuer ses risques les plus importants. Elle a également démontré que le risque non atténué associé à un événement d'interruption de débit dans le pipeline T-Sud était très important, et que ce risque non atténué demeurerait très élevé dans n'importe

quel scénario réaliste. La BCUC a déclaré, par exemple²⁰ :

Malgré la vaste gamme de probabilités et de conséquences présentées par FEI dans le plan de renforcement de la résilience 2024, son analyse démontre que le risque associé à une perte d’approvisionnement du pipeline T-Sud est considérablement plus élevé que celui de toute autre vulnérabilité cernée dans l’infrastructure gazière. De plus, l’ampleur du risque est importante en soi, comme le montrent les pertes potentielles de milliards de dollars du PIB qui pourraient résulter d’un seul événement d’interruption de débit en hiver. Il est clair que toute interruption prolongée de l’approvisionnement assuré par le pipeline T-Sud pendant l’hiver exposerait des centaines de milliers de clients au risque de perdre le service. FEI a fourni de nombreux éléments de preuve au cours de la phase initiale de l’instance pour démontrer qu’une perte de service de cette envergure exigerait plusieurs semaines avant que le service soit rétabli.

[...]

Dans les cas où il semblait y avoir un degré considérable d’incertitude, par exemple en ce qui concerne le taux de défaillance du pipeline T-Sud en raison de dangers internes, FEI a démontré que les résultats de son analyse n’étaient pas sensibles aux changements des intrants présumés. FEI a également fourni des points de repère pour comparer sa valeur de référence du taux de défaillance du pipeline, comme les données de la PHMSA et du BST. De plus, le comité observe que certains aspects du plan de renforcement de la résilience 2024 peuvent en fait sous-estimer le niveau global de risque, comme l’exclusion,

par Exponent, des répercussions découlant d’atteintes à la cybersécurité ou d’actes malveillants [traduction]²¹.

L’analyse des risques présentée dans le plan de renforcement de la résilience 2024 a également fourni une base de référence qui a permis à FEI de démontrer les différents avantages de l’atténuation des risques pour chacune des solutions de rechange au projet. Cette démonstration a été importante pour répondre au désir exprimé par la BCUC d’obtenir des renseignements sur la réduction relative du risque compte tenu du montant de l’investissement. Essentiellement, l’analyse a révélé qu’une installation plus grande offrait une protection beaucoup plus grande contre une défaillance qu’une installation de plus petite taille. Compte tenu des économies d’échelle importantes découlant de la construction d’une installation de GNL, il est clair qu’une plus grande installation génère plus de valeur pour les clients. La BCUC a déclaré :

Pour ce qui est de la méthodologie d’évaluation des diverses solutions de rechange à l’installation Tilbury et d’autres, le comité estime que les hypothèses et les critères sont exhaustifs et raisonnables. Ils appuient le choix de [l’installation la plus grande] comme solution de rechange privilégiée, compte tenu des importants avantages supplémentaires en matière d’approvisionnement en gaz et de résilience du service ainsi que des économies d’échelle associées à cette option par rapport aux autres solutions de rechange viables [traduction]²².

FEI a été en mesure d’utiliser l’analyse figurant dans le plan de renforcement de la résilience 2024 pour montrer la valeur considérable de l’atténuation des risques pour les clients, même selon des hypothèses défavorables au sujet de la durée de vie utile de l’installation. Dans sa décision d’ajournement, la BCUC s’est dit préoccupée par la diminution

²⁰ *Supra* note 1 à la p. 22.

²¹ *Ibid.*

²² *Ibid.* aux pp. 30–31.

de la demande du service et les actifs délaissés en raison de la transition énergétique²³. Ces éléments de preuve appuyaient à la fois le besoin du projet TLSE et la proposition de FEI de construire la plus grande installation.

Les intervenants ont généralement accepté l'analyse contenue dans le plan de renforcement de la résilience 2024, y compris le risque sous-jacent posé par un événement d'interruption de débit du pipeline T-Sud en hiver. Tous les groupes de clients / d'abonnés représentés, sauf un, ont reconnu le besoin d'assurer la résilience du service et ont finalement appuyé le projet TLSE tel que proposé. Dans plusieurs cas, les intervenants ont changé d'avis et appuyé le projet TLSE après avoir vu les éléments de preuve supplémentaires et le plan de renforcement de la résilience 2024 présentés par FEI.

CONCLUSION

La décision de la BCUC à l'égard du plan de renforcement de la résilience initial de FEI, la décision d'ajournement et sa décision d'accorder un certificat de service public pour le projet TLSE témoignent toutes de la reconnaissance de l'importance de la résilience du réseau gazier. Les décisions illustrent également les défis que doivent relever les entreprises de services publics, malgré cette reconnaissance, pour justifier un investissement important dans le renforcement de la résilience du réseau de gaz naturel en l'absence de normes de résilience à l'échelle de l'industrie. Le processus itératif a été long, complexe et coûteux. Toutefois, il a fini par aboutir à un cadre de planification de la résilience solide qui continuera de servir FEI pendant plusieurs années. Et plus important encore, il a culminé avec l'approbation d'un projet de renforcement de la résilience d'une importance cruciale. ■

²³ *Ibid* à la p 31.

PRUDENCE AVANT LA CONVERGENCE : RÉFLEXIONS SUR LA FEUILLE DE ROUTE DE L'ASSOCIATION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO AU SUJET DES EXPLOITANTS DE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Rôles institutionnels, séquençage réglementaire et aspects économiques
de la valeur des ressources énergétiques distribuées

*Adam White**

RÉSUMÉ

La *Feuille de route* de l'Association de l'énergie de l'Ontario au sujet des *exploitants de réseau de distribution* (« ERD »)¹ (ci-après la « Feuille de route »), conçue par Capgemini, alimente de façon détaillée et réfléchie le débat en cours sur le rôle futur des ERD dans cette province. Elle présente un cheminement cohérent et progressif vers un modèle d'ERD de soutien au marché (« ERDSM ») en positionnant les entreprises locales de distribution comme coordonnateurs neutres des marchés axés sur la flexibilité à l'échelle locale. La Feuille de route représente une intervention importante

pour le secteur et un point de départ utile pour clarifier l'évolution possible de la coordination au niveau de la distribution en Ontario.

À la lumière de travaux récents portant sur les solutions sans câble (« SSC ») et les initiatives axées sur la flexibilité, je ne suis pas encore convaincu qu'un engagement précoce envers une forme précise de marché des ERD soit justifié. Mon point de vue repose sur trois préoccupations connexes : le risque de brouiller les frontières institutionnelles établies de longue date entre la coordination énergétique et la responsabilité liée à la capacité du réseau; la viabilité économique fragile de nombreux

* Adam White est le fondateur et président-directeur général de Powerconsumer Inc. Fort de plus de trente ans d'expérience dans les domaines de la politique énergétique, de la conception des marchés et de la réglementation des services publics, il a dirigé de nombreuses initiatives réglementaires et d'innovation visant à transformer le réseau énergétique de l'Ontario de manière pragmatique et fondée sur des données factuelles.

¹ Capgemini Canada, *Ontario DSO Roadmap*, préparé pour l'Association de l'énergie de l'Ontario (janvier 2026), en ligne : Association de l'énergie de l'Ontario <energyontario.ca/wp-content/uploads/2026/01/OEA-DSO-Roadmap_Final.pdf>.

portefeuilles de SSC fondés sur des ressources énergétiques distribuées, même lorsque les avantages pour le réseau énergétique sont pris en compte; et la difficulté de transformer des projets pilotes prometteurs en programmes financés par les tarifs et pouvant être maintenus dans le cadre d'une procédure d'arbitrage. Dans ce contexte, je m'intéresse au double rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »), à la fois en tant qu'organe chargé d'élaborer les politiques et en tant que tribunal d'arbitrage, ainsi qu'à la manière dont le rythme de la prise de décision évolue lorsque les propositions passent du stade de l'expérimentation à celui de la jurisprudence. Je conclus en proposant une voie à suivre axée sur le renforcement des capacités, qui préserve la flexibilité réglementaire tout en permettant la poursuite des progrès concrets.

1. INTRODUCTION : UNE IMPORTANTE CONTRIBUTION – ET POURQUOI ELLE MÉRITE UNE RÉFLEXION APPROFONDIE

La *Feuille de route des ERD de l'Ontario*, publiée début 2026, alimente de façon importante le débat sur l'énergie. Dotée de ressources suffisantes et soigneusement élaborée, elle s'appuie sur l'expérience internationale et les points de vue concrets des services de distribution de l'Ontario. L'accent qu'elle met sur la préparation, la mise en œuvre progressive, la gouvernance, les services partagés et les compétences de la main-d'œuvre la distingue des discussions antérieures sur les ERD, qui étaient davantage de nature spéculative.

La Feuille de route exprime une nette préférence pour un ERDSM, en positionnant les entreprises de distribution locales (« EDL ») comme des coordinateurs neutres des ressources énergétiques distribuées et des marchés locaux axés sur la flexibilité, dans le cadre d'une relation structurée avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Cette approche est cohérente et justifiable, en particulier pour les grands distributeurs qui sont déjà confrontés à la question de l'intégration des ressources énergétiques distribuées. Il s'agit également d'une proposition émanant du secteur lui-même.

Mes observations s'appuient sur des travaux récents consacrés aux SSC et aux initiatives axées sur la flexibilité menées en collaboration avec des distributeurs, des clients, des développeurs et des agrégateurs, y compris

des projets réalisés dans le cadre d'initiatives d'innovation réglementaire. Cette expérience a mis en évidence à la fois le potentiel d'une coordination renforcée au niveau de la distribution et les contraintes pratiques qui apparaissent lorsque ces initiatives passent du stade de projets pilotes à celui de programmes financés par les tarifs. Dans le présent article, je me concentre sur ces contraintes, ainsi que sur la manière dont elles déterminent le rythme et la forme du changement institutionnel.

Deux préoccupations motivent mon point de vue.

La première préoccupation est d'ordre institutionnel. Le réseau ontarien s'est développé autour d'une répartition des rôles : la SIERE est chargée de l'exploitation et de l'optimisation du réseau énergétique, tandis que les distributeurs sont responsables de la fiabilité locale, de la planification des capacités et de la gestion des actifs. Un ERDSM rapproche les distributeurs d'une coordination plus étroitement liée à la répartition et orientée vers le marché. Même avec des mécanismes de protection, cela peut brouiller les responsabilités — en particulier en situation de crise — entre la gestion de l'énergie et la fourniture de capacités.

La deuxième préoccupation concerne les aspects économiques. Une partie du discours des promoteurs pro-marché part du principe que les ressources énergétiques distribuées dégageront, une fois coordonnées, une valeur suffisante pour étayer des modèles économiques viables. L'expérience acquise à ce jour est plus mitigée. Les modèles économiques de SSC axés sur la distribution présentent souvent de faibles marges et une forte sensibilité aux hypothèses concernant la croissance, les échéanciers et les performances. Même lorsque les avantages pour le réseau énergétique sont pris en compte, les portefeuilles peuvent reposer sur la combinaison de flux de valeur dont le règlement et la gouvernance restent incertains. Les marchés peuvent révéler la valeur là où elle existe, mais ils ne la créent pas.

Ces préoccupations permettent d'expliquer pourquoi la neutralité des modèles peut constituer un atout à ce stade. La neutralité préserve la flexibilité réglementaire, privilégie les capacités plutôt que la forme institutionnelle et permet de recueillir des données avant de s'engager de manière définitive. En revanche, la Feuille de route passe du développement des capacités à la promotion d'un objectif final — ce qui est compréhensible du

point de vue du secteur, mais qui entraîne des conséquences importantes pour un organisme de réglementation agissant dans l'intérêt général.

Cette réflexion n'a pas pour but de minimiser l'importance de l'innovation émanant des distributeurs; elle vise plutôt à examiner comment ces idées se concrétisent — ou peinent à se concrétiser — une fois soumises à la Commission pour approbation.

La Feuille de route peut être considérée comme une provocation importante — qui met en lumière les questions que l'organisme de réglementation doit se poser — plutôt que comme un plan à adopter tel quel. Il convient de conserver la rigueur en matière de préparation progressive, de services partagés et de gouvernance. Toutefois, le choix de la forme du marché, la répartition des pouvoirs de coordination et le traitement institutionnel de la valeur des ressources énergétiques distribuées doivent rester ouverts jusqu'à ce que les implications économiques et en matière de responsabilité soient mieux établies.

Le présent article procède comme suit : on commence par un résumé de la Feuille de route, puis on examine les arguments en faveur de la neutralité des modèles, avant d'aborder la question de la délimitation des compétences entre la coordination énergétique et la responsabilité des réseaux, ainsi que les aspects économiques des SSC intégrant des ressources énergétiques distribuées. L'article se termine par une proposition d'orientation axée sur les capacités, qui permet d'éviter un blocage prématuré.

2. CE QUE PROPOSE LA FEUILLE DE ROUTE

La Feuille de route s'apparente avant tout à une réponse émanant du secteur face à un décalage perçu entre le rythme de croissance des ressources énergétiques distribuées et celui de l'adaptation réglementaire et institutionnelle. Elle souligne que l'on demande aux distributeurs de prendre des décisions opérationnelles et d'investissement en utilisant des outils et des cadres qui n'ont pas été conçus pour un réseau davantage décentralisé.

2.1. Objectif et orientation

La Feuille de route s'inscrit dans le cadre de la consultation de la CEO sur les capacités des ERD² et vise à accélérer la prise de décision. Elle fait valoir que les projets pilotes et les initiatives propres aux services publics risquent d'entraîner une fragmentation en l'absence d'un objectif et d'un mandat clairs, et que la clarté du modèle est une condition préalable à un investissement efficace du secteur dans les réseaux, les compétences et les processus.

Il est important de noter que la Feuille de route ne se présente pas comme un document neutre. Elle exprime clairement sa préférence pour un objectif final précis et articule son analyse autour des mesures nécessaires pour atteindre cet objectif de manière rigoureuse et progressive.

2.2. L'objectif final souhaité : un ERD soutenant le marché (« ERDSM »)

Au cœur de la feuille de route figure un soutien explicite au modèle d'ERDSM. Dans le cadre de ce modèle, les entreprises locales de distribution soutiendraient le marché axé sur la flexibilité localement, coordonnant l'apport des ressources énergétiques distribuées au niveau de la distribution et assurant l'interface avec la SIERE afin de garantir l'alignement avec les opérations du réseau dans son ensemble. L'ERDSM est présenté comme un moyen de mettre efficacement à profit la valeur des ressources énergétiques distribuées, tout en préservant la fiabilité et la neutralité du réseau.

Le rapport met l'accent sur les mesures de protection — structures de gouvernance, règles de neutralité et responsabilité clairement définie — afin de gérer les conflits d'intérêts et de garantir un accès équitable. Néanmoins, l'ERDSM est considéré comme l'évolution privilégiée des responsabilités des distributeurs dans un avenir à forte proportion de ressources énergétiques distribuées, plutôt que comme une solution parmi d'autres.

² Commission de l'énergie de l'Ontario, *Distribution System Operator Capabilities*, en ligne : CEO <engagewithus.oeb.ca/distribution-system-operator-capabilities>.

2.3. Une Feuille de route en trois phases pour la mise en œuvre

Pour passer de la situation actuelle à l'état final d'ERDSM, la Feuille de route propose un parcours en trois phases, avec des échéanciers indicatifs qui tiennent compte des premiers utilisateurs plutôt que d'imposer une obligation uniforme à l'ensemble des distributeurs.

- Phase I – Décision et mise en place (2026-2028) : au cours de cette phase, on validera le modèle ERDSM, clarifiera les rôles et la neutralité, et lancera l'investissement dans les capacités.
- Phase II – Développement et mise à l'échelle (2029-2034) : au cours de cette phase, on institutionnalisera les capacités et les déploiera au-delà des projets pilotes, en les adaptant au niveau de maturité des différents services publics.
- Phase III – Intégration complète (à partir de 2035) : au cours de cette phase, on envisagera des plateformes interopérables, des services standardisés et un suivi continu des performances.

Dans la Feuille de route, on prend soin de préciser que ces échéanciers sont donnés à titre indicatif et que le degré de préparation variera; toutefois la direction à suivre est claire.

2.4. Alignement sur le cadre des capacités des ERD de la CEO

Le rapport met en correspondance ses recommandations avec les quatre flux de travail de la consultation de la CEO sur les capacités des ERD³ et présente le modèle ERDSM comme une réponse concrète aux questions posées par l'organisme de réglementation lui-même.

Ce cadre s'inscrit dans l'objectif central de la Feuille de route : transformer une consultation ouverte en une orientation institutionnelle privilégiée.

2.5. Les forces de l'approche de la Feuille de route

Même considérée d'un œil critique, la Feuille de route présente des atouts notables. Elle aborde le développement des ERD comme un changement institutionnel, et non comme un simple déploiement technologique, et accorde une attention particulière aux compétences de la main-d'œuvre, à la cybersécurité, à la gouvernance et aux services partagés. Elle reconnaît également l'hétérogénéité des distributeurs et le rôle potentiel des accords de partage ou d'« ERD en tant que service » pour les plus petits services publics.

Ces atouts contribuent à expliquer l'engouement suscité par la Feuille de route : elle apporte clarté et dynamisme à un moment où de nombreuses parties prenantes sont découragées par l'incertitude.

C'est précisément parce que la Feuille de route est cohérente qu'elle mérite un examen attentif. Dans les sections qui suivent, on se pose des questions en vue de déterminer si la convergence vers un ERDSM — et la séquence implicite — est justifiée par la situation économique actuelle, les rôles institutionnels et l'expérience empirique en Ontario.

3. POURQUOI LA NEUTRALITÉ DES MODÈLES EST UN CHOIX DE CONCEPTION DÉLIBÉRÉ ET NÉCESSAIRE

3.1. La neutralité comme discipline réglementaire, et non l'indécision

Au cœur de la Feuille de route réside la question de la neutralité des modèles. La Feuille de route exprime une nette préférence pour un état final d'ERDSM.

Le fait de plaider en faveur de la neutralité quant à la forme institutionnelle définitive de l'ERD ne doit pas être considéré comme fortuit, ni comme un manque de prise de position. Il convient de le voir comme un choix conceptuel délibéré, ancré dans la discipline réglementaire.

Il convient de se poser des questions pratiques (Où la flexibilité est-elle viable ? Quelles fonctionnalités sont requises ? Comment la

³ Ibid.

préparation peut-elle être démontrée dans le cadre des processus existants de la CEO ?) avant de s'engager en faveur d'un modèle d'état final d'ERD unique.

Dans la pratique, la neutralité a moins consisté à s'abstenir de tout jugement qu'à garantir une gestion rationnelle de la séquence des étapes. Dans les projets où distributeurs, clients et développeurs s'attaquent à des besoins réels du réseau, les questions qui se posent immédiatement sont généralement d'ordre pratique : la flexibilité est-elle réellement offerte dans cette zone soumise à des contraintes ? Quel niveau de visibilité et de contrôle est nécessaire ? Comment les performances seraient-elles vérifiées si l'on s'appuyait sur cette solution lors de la planification ?

Le report des décisions concernant la forme du marché a permis à ce travail d'avancer sans imposer un accord sur les états finaux institutionnels avant que les données ne soient disponibles. Lorsque les approches de coordination s'avèrent viables et rentables, l'argument en faveur d'une autorité élargie peut alors être examiné dans le cadre d'une procédure d'arbitrage. Dans le cas contraire, le réseau évite de s'enfermer dans des structures difficiles à démanteler.

3.2. Les capacités d'abord, la forme du marché ensuite

Il convient de distinguer la question de ce qui doit être fait de celle de savoir qui s'en chargera en fin de compte, et au moyen de quelle structure de marché. Un travail préparatoire est indispensable — évaluation des besoins, disponibilité des clients, évaluation fonctionnelle et évaluation économique — avant de pouvoir déterminer si la flexibilité constitue une solution de rechange viable aux infrastructures traditionnelles dans un contexte donné.

3.3. Préserver les marges de manœuvre réglementaires

D'un point de vue réglementaire, une convergence précoce vers un modèle unique d'ERD comporte des risques importants. Les choix de conception institutionnelle dans les réseaux électriques ont tendance à créer une dépendance vis-à-vis du cheminement suivi : une fois que les règles du marché sont codifiées, que les plateformes sont financées et

que les rôles organisationnels sont formalisés, il devient difficile de changer de cap, même si les hypothèses sous-jacentes évoluent. La neutralité des cadres réglementaires initiaux contribue à préserver une marge de manœuvre à un stade où l'incertitude reste élevée.

Cette préoccupation est particulièrement aiguë dans le contexte des ERD, car de multiples éléments évoluent simultanément : les technologies des ressources énergétiques distribuées, les aspects économiques, la participation des clients, la disponibilité des données, la coordination avec les marchés des réseaux de transport et les structures d'incitation. Une approche ascendante et établie sur des données factuelles, axée sur la faisabilité de la mise en œuvre plutôt que sur un positionnement politique descendant, favorise l'apprentissage dans ce contexte incertain.

La neutralité permet également de tenir compte des différences entre les distributeurs. Les EDL de l'Ontario présentent de grandes disparités en termes de taille, de complexité des réseaux et de taux de pénétration des ressources énergétiques distribuées. Un cadre neutre, axé sur les capacités, permet à certains distributeurs d'agir rapidement dans des cas d'utilisation particuliers, tout en laissant aux autres la possibilité d'avancer avec plus de prudence, sans imposer à tous les acteurs une trajectoire institutionnelle unique.

3.4. Éviter un blocage institutionnel prématuré

En pratique, la neutralité a pour effet de retarder le blocage institutionnel jusqu'à ce que le réseau ait démontré sa capacité à le soutenir. Cela ne signifie pas pour autant qu'il faille retarder le passage à l'action. Au contraire, les organismes de réglementation devraient encourager les distributeurs à agir — à intégrer la flexibilité dans leur planification, à tester des SSC et à acquérir de l'expérience opérationnelle — mais de manière à générer des données factuelles plutôt que des engagements.

La neutralité fonctionne comme un dispositif de séquençage : la capacité avant l'autorité, l'apprentissage avant le blocage. Le risque de dérive n'est réel que si la neutralité est confondue avec l'inaction; dans la pratique, des cadres structurés peuvent accélérer l'expérimentation en dissociant le travail à court terme de l'accord sur l'état final.

4. UNE TENSION FONDAMENTALE CONCERNANT LA GOUVERNANCE : LA COORDINATION ÉNERGÉTIQUE PAR RAPPORT À LA RESPONSABILITÉ EN MATIÈRE DE CAPACITÉS ET DE RÉSEAUX

4.1. Deux problèmes de coordination qui sont souvent confondus

Au cœur du débat sur les ERD se trouve une distinction qui peut facilement s'embrouiller dans les discussions théoriques, mais qu'il est difficile d'ignorer dans la pratique : la différence entre la coordination énergétique et la responsabilité en matière de capacité (ou d'adéquation du réseau). Il s'agit de problèmes de coordination liés mais distincts, présentant des caractéristiques temporelles, des signaux économiques et des implications institutionnelles différentes.

La coordination énergétique porte principalement sur l'équilibrage et l'optimisation en temps réel et quasi réel, la production de signaux de prix marginaux et la gestion des contraintes à l'échelle du réseau — ce qui convient naturellement au réseau dans son ensemble.

La question de la capacité et de la responsabilité du réseau porte sur l'adéquation dans le temps : il s'agit de déterminer si les infrastructures locales (ou les solutions de rechange) sont en mesure de répondre de manière fiable à la demande en période de pointe ou de forte demande, et de savoir comment les investissements ponctuels sont réalisés, reportés ou évités. Ces questions sont de nature locale, relèvent de la planification et se posent de manière ponctuelle.

Le défi pour la conception des ERD ne réside pas dans le fait que ces domaines interagissent (ce qu'ils font clairement), mais dans le fait qu'ils nécessitent des logiques de coordination et des structures de responsabilité différentes.

4.2. La structure institutionnelle de l'Ontario et son importance

Le réseau électrique de l'Ontario s'est développé autour d'une structure institutionnelle relativement claire. La SIERE est chargée de l'exploitation du réseau à grande échelle, de la gestion du marché de l'énergie et de la fiabilité de l'ensemble du réseau. Les EDL sont responsables de la planification, de l'exploitation et de l'entretien de leurs

réseaux, y compris des décisions relatives aux investissements en capacité et aux solutions de rechange aux infrastructures traditionnelles.

Cette distinction n'est pas arbitraire. Elle reflète des différences d'échelle, d'information et de risque. Les marchés de l'énergie tirent parti d'une optimisation centralisée et de signaux de prix communs; la planification de la distribution bénéficie quant à elle de connaissances locales, du jugement technique et d'une gestion responsable des actifs à long terme. Il importe de noter que cette structure clarifie également la responsabilité : lorsqu'un problème survient, on sait généralement clairement quelle institution est responsable et dans quel cadre réglementaire elle doit rendre des comptes.

Toute redéfinition des rôles des ressources énergétiques distribuées doit donc être évaluée non seulement en termes d'efficacité ou de potentiel d'innovation, mais aussi en fonction de son incidence sur cette structure de responsabilité.

4.3. Lorsque l'ERDSM crée des tensions

Le modèle d'ERDSM proposé dans la Feuille de route rapproche les distributeurs de rôles de coordination orientés vers le marché. Le soutien du marché, même lorsqu'il est soigneusement circonscrit, implique des activités telles que l'acceptation d'offres, la séquence d'activation et la gestion des interactions entre les ressources locales et les besoins plus larges du réseau. Ces activités se rapprochent de manière un peu trop étroite du domaine de la coordination énergétique, en particulier lorsque les acteurs de la flexibilité locale sont également censés participer aux marchés du réseau dans son ensemble.

La Feuille de route reconnaît les garanties de neutralité et les interfaces avec la SIERE. Toutefois, soutenir un marché n'est pas la même chose qu'administrer un programme : cela implique des choix de séquençage, de hiérarchisation et de règlement qui s'apparentent à des décisions de gestion de l'énergie, même si elles sont présentées comme locales.

Le risque réside moins dans un dépassement délibéré des limites que dans une érosion des frontières à mesure que la complexité augmente. Dans des conditions de tension (lorsque les contraintes locales et les pénuries à l'échelle du réseau coïncident), la responsabilité peut devenir plus difficile à attribuer.

4.4. La responsabilité en période de tension : le véritable test de la conception institutionnelle

Les dispositifs institutionnels sont rarement mis à l'épreuve dans des conditions normales; ce sont les situations extrêmes qui les mettent à l'épreuve. Dans le contexte des ERD, cela soulève des questions pratiques auxquelles un modèle de « soutien du marché » doit apporter des réponses convaincantes. Lorsque la flexibilité locale est insuffisante, que les prix flambent ou que les ressources énergétiques distribuées ne réagissent pas comme prévu, qui est responsable du résultat ? Si l'activation locale visant à remédier à une contrainte de distribution entre en conflit avec les priorités de répartition du réseau dans son ensemble, quelle décision prévaut, et selon quelles règles ?

Ces questions touchent au cœur même de la surveillance réglementaire et du règlement des litiges. Du point de vue d'un organisme de réglementation, préserver des lignes de responsabilité claires peut être aussi important que d'améliorer l'efficacité de la coordination.

4.5. La mise à disposition de capacité n'est pas simplement une autre façon de désigner la gestion de l'énergie

Un thème récurrent dans les discussions sur les ERD est l'hypothèse selon laquelle la flexibilité locale peut être traitée de la même manière que les ressources énergétiques, simplement à une échelle plus petite. Cette hypothèse sous-tend un grand enthousiasme pour les marchés locaux. Pourtant, de nombreux cas d'utilisation axés sur la capacité ne se comportent pas comme les marchés de l'énergie. Ils sont activés rarement, ciblent des actifs précis et sont principalement valorisés pour leur valeur d'option plutôt que pour leur production marginale continue.

Dans de tels cas, la logique s'apparente davantage à l'approvisionnement et à la passation de contrats qu'à l'équilibrage du marché. La tâche du distributeur consiste à garantir une capacité fiable en cas de besoin, et non à optimiser la situation minute par minute.

4.6. Pourquoi la clarté des rôles devrait précéder l'élargissement des rôles

L'argument ici n'est pas que les distributeurs ne devraient jamais jouer un rôle de coordination élargi, ni que les marchés locaux sont

intrinsèquement inappropriés. C'est que la clarté des rôles devrait précéder l'élargissement des rôles, en particulier lorsque les nouveaux rôles brouillent les frontières institutionnelles de longue date.

La neutralité intégrée dans le cadre par défaut de la CEO reflète une prise de conscience de ce risque. En se concentrant sur les capacités plutôt que sur l'état final, les distributeurs peuvent acquérir de l'expérience dans l'identification, l'acquisition et l'exploitation de SSC sans présumer que le soutien du marché est la destination inévitable. Cet enchaînement préserve la capacité d'évaluer, à l'aide de données probantes, si l'élargissement des rôles du marché améliore réellement les résultats ou s'il ne fait que redistribuer la responsabilité.

4.7. Implications de la réglementation

Pour les organismes de réglementation, la conclusion principale est claire : les décisions relatives aux rôles des ERD doivent être évaluées sous l'angle de la cohérence institutionnelle et de la responsabilité, et non pas uniquement de promesses d'innovation ou de l'alignement sur des modèles internationaux. La question n'est pas de savoir si la flexibilité locale doit être coordonnée (elle doit clairement l'être), mais comment cette coordination peut être mise en œuvre au mieux.

Dans les sections suivantes, on s'appuie sur cette préoccupation de gouvernance pour déterminer si les caractéristiques économiques des ressources énergétiques distribuées et des solutions hors réseau permettent d'atteindre le niveau de sophistication du marché qu'implique un ERDSM, et si des plateformes partagées peuvent offrir bon nombre des mêmes avantages sans procéder à une réattribution prématurée des pouvoirs.

5. BILAN DE LA RÉALITÉ ÉCONOMIQUE : LES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES DISTRIBUÉES, LES SSC ET LE DÉFI QUE POSE UN MODÈLE ÉCONOMIQUE AUTONOME

5.1. Pourquoi « l'évitement des coûts de distribution » constitue une base difficile à exploiter

Le cadre réglementaire de l'Ontario pour les solutions hors réseau est conçu pour garantir la transparence économique. Le cadre d'analyse

coûts-avantages (« ACA ») de la CEO⁴ impose un test des services de distribution (« TSD ») obligatoire, assorti d'un test du réseau énergétique (« TRE ») facultatif pour évaluer les répercussions à l'échelle du réseau. Dans la pratique, c'est lors du TSD que se jouent la plupart des propositions de SSC justifiées par des considérations de distribution, car l'avantage quantifié principal réside généralement dans le report ou l'évitement de la capacité de distribution.

La valeur de report de la distribution est souvent propre à un site et ponctuelle, et ne devient significative qu'à certaines heures ou dans certains scénarios de croissance. Par conséquent, les résultats du TSD sont sensibles aux hypothèses concernant la croissance de la charge, le moment où les investissements sont évités et la performance du portefeuille pendant les heures critiques. Même lorsque les coûts évités sont réels, la valeur disponible pour financer une flexibilité fiable peut s'avérer modeste par rapport aux coûts réels d'acquisition et d'intégration des kilowatts.

5.2. La question de savoir « qui paie en fin de compte » n'est pas un détail : c'est l'argument économique

Une caractéristique récurrente des concepts de SSC pilotés par les distributeurs réside dans le fait qu'une grande partie de la capacité se trouve en aval du compteur. Lorsque la capacité de SSC est installée chez le client, cela signifie que c'est le client lui-même qui finance en dernier ressort la SSC. Il ne s'agit pas seulement d'un détail de modélisation : cela met en évidence le principal défi économique, à savoir que de nombreuses options de ressources énergétiques distribuées exigent des clients qu'ils supportent des coûts d'investissement initiaux et des charges d'exploitation qui ne correspondent pas naturellement à la valeur de distribution recherchée.

De plus, l'accent mis par le cadre d'ACA sur le traitement symétrique influe sur la manière dont la question de « qui paie » est prise en compte dans les critères réglementaires. Le cadre d'ACA précise que les coûts et les

avantages pour l'hôte (le client) sont exclus des TSD et des TRE afin d'éviter toute asymétrie et tout biais, en référence au principe de « traitement symétrique » du cadre. Cette approche est rigoureuse sur le plan analytique pour les comparaisons réglementaires, mais elle implique également qu'une grande partie de la charge économique réelle des options « en aval du compteur » peut se situer en dehors des tests formels, ce qui aboutit plutôt à la nécessité pratique de verser des incitations suffisamment importantes pour rendre la participation rationnelle.

5.3. Les avantages pour le système énergétique peuvent être considérables, ce qui facilite les choses tout en les compliquant

Une solution pour pallier la faiblesse de la valeur de report de la distribution consiste à élargir la perspective et à prendre en compte les répercussions sur le réseau énergétique. Le cadre de la CEO anticipe cette approche en autorisant un TRE facultatif qui tient compte des répercussions sur la production et le transport du point de vue du réseau ontarien. En principe, la prise en compte des avantages pour le réseau énergétique dans un portefeuille de SSC devrait renforcer considérablement la rentabilité globale⁵.

Les avantages pour le système énergétique sont en effet souvent bien plus importants que la valeur du report de distribution. C'est un point important : les portefeuilles de ressources énergétiques distribuées peuvent être socialement efficaces même lorsque le scénario de distribution seule est marginal ou négatif.

Toutefois, les avantages à l'échelle du réseau posent un problème de responsabilité : qui se charge de l'acquisition, de la gestion et du financement de cette valeur qui ne relève pas de la responsabilité directe du distributeur ? Le TRE est facultatif dans les déclarations des distributeurs précisément parce que de nombreux avantages pour le réseau énergétique échappent au contrôle de ces derniers.

⁴ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Benefit-Cost Analysis Framework for Addressing Electricity System Needs* (16 mai 2024), en ligne (pdf) : CEO <oeb.ca/sites/default/files/uploads/documents/regulatorycodes/2024-05/OEB_BCA_Framework_FINAL-AODA.pdf>.

⁵ *Ibid.*

5.4. Le problème de fragilité du « cumul des valeurs » : plausible sur papier, incertain dans la pratique

Dans la pratique, de nombreux portefeuilles de ressources énergétiques distribuées ne sont viables que lorsque les flux de valeur sont cumulés (report de distribution, fiabilité et impacts sur le réseau énergétique, éventuellement en parallèle avec d'autres programmes). Les lignes directrices de la CEO relatives aux SSC et le cadre d'ACA reconnaissent cette complexité et définissent des attentes en matière de rigueur probatoire pour la présentation de tels dossiers.

Le cumul nécessite cependant des dispositions pratiques en matière de règlement, de vérification et de prise en charge des coûts. Lorsque la valeur est constituée de multiples composantes, le scénario d'investissement peut devenir sensible aux choix méthodologiques et institutionnels, et non plus uniquement aux performances techniques.

5.5. Le facteur de coût caché : considérer la capacité de SSC comme « progressive »

Un autre défi réside dans le fait que les coûts liés à la mise en œuvre des SSC — données, acquisition de clients, passation de contrats, suivi et vérification, ainsi que les processus opérationnels — peuvent peser lourdement sur la rentabilité initiale si on les impute à un seul projet. Ces coûts fixes et organisationnels n'évoluent pas de manière linéaire en fonction de la puissance acquise en kilowatts; par conséquent, les rapports coûts-avantages peuvent sembler peu convaincants au début, même lorsque le concept sous-jacent est solide.

Il n'existe pas encore de modèle unique établi quant à la forme que devrait prendre un ensemble de preuves proportionnel au regard des lignes directrices de la CEO sur les SSC⁶ et du cadre d'ACA. Cette flexibilité offre une marge d'apprentissage, mais elle signifie également que les premiers cas de SSC seront sensibles aux choix méthodologiques concernant les coûts de mise en œuvre, les scénarios de référence et les hypothèses de performance.

5.6. Conséquences pour le débat sur les ERD : les marchés ne fabriquent pas de valeur

L'argument n'est pas que les ressources énergétiques distribuées n'ont aucune valeur. Il s'agit plutôt de souligner que la base économique de nombreux cas de SSC reposant sur les ressources énergétiques distribuées est plus fragile et plus conditionnelle que ne le laissent parfois entendre les arguments avancés par les ERD — en particulier lorsque le report de la distribution est modeste et que le reste dépend d'avantages ne relevant pas du mandat du distributeur. Le cadre de la CEO reflète cette réalité : le TSD est obligatoire et ancré dans la distribution; le TRE est facultatif et s'applique à l'ensemble du réseau.

Si la valeur sous-jacente est localisée et ponctuelle, les marchés locaux permanents devraient être considérés comme une hypothèse à tester, et non comme une norme par défaut. Le renforcement des capacités et l'interopérabilité doivent se poursuivre; l'autorité de marché doit rester proportionnée aux opportunités démontrées.

6. SOUTIEN DES MARCHÉS OU COORDINATION DES RÉSEAUX : LES MARCHÉS NE CONSTITUENT PAS UN PRINCIPE DE BASE

6.1. Les marchés peuvent mettre en évidence la valeur, mais ils ne définissent pas le problème

La préférence exprimée dans la Feuille de route pour un ERDSM considère implicitement la « tenue de marché » comme l'aboutissement naturel de la flexibilité au niveau de la distribution. Un point de vue opposé part de l'inverse : le problème de coordination vient en premier lieu, et le choix de la solution — y compris la question de savoir si un marché est justifié — vient en second lieu. Dans le contexte ontarien, cette distinction est plus que sémantique. La fonctionnalité requise pour que les distributeurs intègrent des solutions hors réseau n'est pas nécessairement analogue à ce qui serait nécessaire pour « mettre sur pied » un marché de flexibilité complet; cela

⁶ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Non-Wires Solutions Guidelines for Electricity Distributors*, EB-2024-0118 (28 mars 2024), en ligne (pdf) : CEO <oeb.ca/sites/oeb.ca/default/files/uploads/documents/regulatorycodes/2024-03/OEB_2024%20NWS%20Guidelines_20240328.pdf>.

dépend de la question de savoir si l'acquisition et l'activation sont axées sur des programmes ou sur le marché.

Ce cadre permet de distinguer le « marché », le contexte économique, de la « place de marché », la plateforme ou le lieu propre aux transactions. Cette distinction est importante, car une place de marché relève d'un choix institutionnel (qui s'accompagne de coûts fixes, d'implications en matière de gouvernance et d'un besoin de participation suffisante), alors que de nombreux besoins en matière de services de distribution peuvent être satisfaits de manière économique par des formes de coordination plus directes, sans nécessiter de détermination continue des prix ni de transactions fréquentes.

6.2. Les besoins en services de distribution privilégient souvent une coordination ciblée plutôt qu'un équilibre continu du marché

Les besoins en services de distribution sont généralement locaux, dictés par des contraintes et limités dans le temps : il s'agit de gérer les pics de charge sur un élément précis, souvent dans le but de reporter un investissement ponctuel. Ce profil n'implique pas automatiquement l'existence d'une plateforme de marché locale permanente. Si une SSC peut être répartissable pendant les heures critiques, des méthodes plus simples de coordination des achats et de la mise en service peuvent s'avérer suffisantes.

Avant que l'Ontario ne s'engage en faveur d'une institution dont la raison d'être est de soutenir le marché, il devrait s'assurer que les principaux problèmes de coordination à court terme nécessitent effectivement une infrastructure de marché plutôt qu'une coordination opérationnelle et contractuelle.

6.3. Le terme « flexibilité » englobe souvent des ressources qui ne sont pas naturellement fournies par le marché

Une autre mise en garde découle de ce que les politiques et les lignes directrices de l'Ontario considèrent déjà comme la « flexibilité » ou des ressources admissibles comme SSC. Les lignes directrices de la CEO sur les solutions

hors réseau fournissent des exemples qui incluent des ressources répartissables telles que la réponse à la demande et le stockage, ainsi que des composantes à plus long terme comme l'efficacité énergétique ou la gestion de la charge, qui réduisent l'exposition aux conditions de pointe au fil du temps. Le cadre de gestion de la demande d'électricité (« GDE ») de la SIERE⁷ cible bon nombre des mêmes clients et technologies, mais dans le cadre d'objectifs d'adéquation des ressources au niveau du réseau — soulignant ainsi que des actions similaires de la part des clients peuvent être mises en œuvre pour des raisons différentes, et que toutes les ressources ayant reçu la désignation de « flexibilité » ne sont pas nécessairement destinées à être répartissables ou à répondre aux besoins locaux du point de vue du réseau de distribution.

Cela est important car bon nombre de ces options ne se comportent pas comme des produits classiques sur le marché. La diversité des clients en termes de taille et de type, ainsi que les combinaisons technologiques disponibles, donnent lieu à une chaîne d'approvisionnement hétérogène. Les intermédiaires (agrégateurs) peuvent jouer un rôle important dans la participation des clients et la formation des prix. Les fabricants de technologies et les fournisseurs de compteurs participent également à la fixation des prix pour le contrôle répartissable.

Les actifs à long terme, tels que les rénovations visant des mises à niveau mécaniques, thermiques et électriques, peuvent réduire de manière permanente la demande de pointe — des coûts initiaux élevés suivis de réductions continues — mais pourraient ne pas être acquis sur un marché de flexibilité en temps réel. La conclusion n'est pas que les marchés sont sans importance, mais que considérer le soutien du marché comme l'état final par défaut risque d'adapter de manière excessive la conception institutionnelle à un petit sous-ensemble de ressources répartissables et de courte durée, alors que des opportunités plus simples, plus durables et plus rentables pourraient se présenter au fil du temps.

⁷ Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, *Electricity Demand Side Management (eDSM) Framework*, en ligne : SIERE <ieso.ca/Sector-Participants/Engagement-Initiatives/Engagements/Electricity-Demand-Side-Management-Framework>.

6.4. Les approches axées sur des programmes et bilatérales ne constituent pas un compromis; elles sont souvent parfaitement adaptées à l'objectif visé

Le paysage actuel des SSC en Ontario a été façonné davantage par des approches programmatiques et bilatérales que par des structures de marché formelles. La flexibilité ne signifie pas toujours qu'il faille mettre en place un marché local ou organiser une enchère; lorsqu'un besoin peut être satisfait par quelques ressources connues ou par une réduction de la demande à long terme, une plateforme de marché complète pourrait s'avérer superflue.

Il ne s'agit pas ici d'un argument contre la sophistication. Il s'agit d'un argument en faveur de la hiérarchisation et de la proportionnalité : utiliser le mécanisme le plus simple qui assure de manière fiable le service requis, tout en établissant les capacités qui pourraient soutenir des dispositifs plus complexes ultérieurement, si et lorsque les conditions le justifient.

6.5. Dans quels cas les marchés de flexibilité sont-ils pertinents ? C'est la concurrence, et non la coordination, qui fait la différence

Un rôle justifiable pour les marchés locaux de flexibilité se dessine lorsque les conditions sous-jacentes favorisent une véritable concurrence et des transactions répétées. Les marchés de flexibilité sont particulièrement utiles lorsque plusieurs fournisseurs peuvent se faire concurrence pour fournir le service au moindre coût; dans le cas contraire, les programmes traditionnels ou les contrats directs peuvent permettre d'atteindre l'objectif de manière plus directe.

Cette perspective aide également à concilier la distinction entre « marché » et « place de marché ». Une place de marché peut être conçue pour impliquer les clients de manière simple et accessible, et les agrégateurs peuvent aider à traduire les capacités des clients en offres prêtes à être négociées. Toutefois, il s'agit là d'opportunités de conception, et non de preuves de nécessité. Si le problème de distribution est principalement lié à la gestion des contraintes locales, avec des besoins de répartition ponctuels et une faible valeur de report de la distribution (comme il est évoqué à la section 5), alors le seuil à franchir pour mettre en place de nouvelles institutions de marché devrait être d'autant plus élevé.

6.6. Conséquences pour le débat sur les ERD : les capacités d'abord, la forme du marché ensuite

La priorité à court terme devrait être de renforcer les capacités de coordination : intégration de la planification, ciblage des clients, visibilité des données, procédures opérationnelles et gestion des interfaces. Dans de nombreux cas d'utilisation, de légères adaptations des processus de maintien du statu quo peuvent suffire pour identifier les candidats, garantir la disponibilité, et organiser la mise en service ainsi que vérifier les performances lorsque cela s'avère nécessaire.

C'est en ce sens que les marchés ne constituent pas les principes de base. Les principes de base sont les suivants : définir les besoins du réseau, identifier les solutions de rechange viables, garantir la responsabilité et la fiabilité opérationnelle, puis choisir le mécanisme institutionnel par la suite seulement — marché, programme, contrat bilatéral ou hybride — qui s'adapte à la fois au contexte économique et à celui de la gouvernance.

7. PLATEFORMES PARTAGÉES SANS INTERVENTION PRÉMATURÉE DES AUTORITÉS DE MARCHÉ

7.1. Là où il y a un alignement large : les plateformes, l'interopérabilité et les services partagés

L'un des aspects les plus solides et les moins controversés de la Feuille de route réside dans l'accent mis sur les plateformes partagées, l'interopérabilité et les services communs. Sur ce point, il y a un alignement large sur l'ensemble du secteur. Rares sont ceux qui contesteraient le fait que les distributeurs de l'Ontario sont confrontés à des défis croissants en matière de visibilité des ressources énergétiques distribuées, d'accès aux données, de télémétrie, de surveillance et de vérification, de cybersécurité et de tenue de registres conformes aux exigences de règlement. Il ne s'agit pas là de besoins futurs hypothétiques; ils limitent déjà la capacité des distributeurs à planifier, évaluer et exploiter des solutions hors réseau dans le cadre des exigences réglementaires existantes.

Il est important de noter que l'argument en faveur des plateformes partagées ne dépend pas de l'adoption d'un modèle d'ERD de marché précis. Des normes de données communes, des réseaux interopérables et des accords de services partagés peuvent soutenir un large éventail d'approches de coordination, allant de

l'approvisionnement en SSC par l'entremise de programmes à des contrats bilatéraux et, à terme, à des approches davantage axées sur le marché. En ce sens, le programme de plateformes de la Feuille de route doit être compris comme une infrastructure essentielle, et non comme un appui implicite au soutien du marché en tant que rôle opérationnel par défaut.

Cette distinction est importante car les investissements dans les plateformes sont coûteux, durables et difficiles à renverser. Les organismes de réglementation doivent donc être attentifs aux fonctions que ces plateformes permettent d'assurer, et à qui est accordé le pouvoir de les utiliser pour la formation des prix, la hiérarchisation de la répartition et le règlement.

7.2. Les plateformes ne sont pas des marchés, et l'échange de données n'équivaut pas à la formation des prix

Un risque qui revient souvent dans les discussions sur les ERD concerne l'amalgame discret entre les plateformes et les marchés. L'échange, la visibilité et la coordination des données sont souvent évoqués dans le même souffle que les enchères, la compensation et le règlement, alors qu'il s'agit d'activités distinctes tant sur le plan conceptuel qu'institutionnel. Le point essentiel est que l'infrastructure d'échange des données peut permettre de multiples approches de coordination; elle n'implique pas, en soi, la formation des prix au niveau de la distribution ni l'autorité d'équilibrage des marchés.

Un registre partagé, une dorsale de télémétrie et un service de surveillance et de vérification peuvent améliorer considérablement la planification et la confiance opérationnelle sans conférer d'autorité sur le marché. L'équilibrage du marché et la formation des prix au niveau local, en revanche, soulèvent des questions de gouvernance et de responsabilité et nécessitent des interfaces explicites avec les opérations du réseau dans son ensemble.

Lorsque la valeur des ressources énergétiques distribuées est faible ou dépendante de la capacité, le bénéfice supplémentaire d'une formation continue des prix peut être limité. Les plateformes qui prennent en charge la disponibilité contractuelle, la répartition ciblée et la performance vérifiable peuvent offrir le plus d'avantages avec une complexité institutionnelle moindre.

7.3. Le risque de lier le développement d'une plateforme à un seul état final

La Feuille de route vise, à juste titre, à apporter clarté et orientation après des années d'activités pilotes. Cependant, lier de manière trop étroite le développement de plateformes communes à un état final unique d'ERD risque de restreindre prématurément les options réglementaires. Une fois que les plateformes sont conçues selon la logique d'équilibrage du marché (formats d'enchères précis, règles de règlement et hiérarchies de répartition), il devient difficile de les réorienter vers d'autres modèles de coordination sans une refonte importante.

L'hétérogénéité amplifie ce risque. Les grands services publics peuvent justifier plus rapidement la mise en place d'outils plus complexes; ce n'est pas forcément le cas des plus petits. Une stratégie de plateformes qui présuppose une préparation universelle au soutien du marché peut entraîner des coûts inutiles. Les plateformes partagées devraient être considérées comme modulaires et indépendantes des rôles, et laisser les données factuelles déterminer où les marchés apportent une valeur ajoutée.

7.4. Une architecture modulaire : une coordination sans confusion des rôles

Une architecture de plateforme modulaire permet à l'Ontario de distinguer trois questions qui sont souvent regroupées en une seule :

1. Quelles sont les informations et les capacités de contrôle requises (p. ex. l'enregistrement des ressources énergétiques distribuées, la visibilité, la télémétrie, la surveillance et la vérification, la cybersécurité) ?
2. Comment les portefeuilles de clients et de technologies sont-ils constitués et gérés pour un cas d'utilisation donné, en termes de combinaisons utilisées, et comment ces ressources sont-elles regroupées et mises à contribution (p. ex. les segments de clientèle ciblés, les portefeuilles technologiques particuliers ou les regroupements de ressources sous contrat) ?
3. Quelles institutions sont responsables de quelles décisions (p. ex. les distributeurs pour l'adéquation de la capacité locale; la SIERE pour la répartition de l'énergie et l'optimisation à l'échelle du réseau) ?

Cela permet aux distributeurs d'acquérir des services axés sur la capacité et de vérifier les performances à l'aide d'outils partagés, tandis que la SIERE continue d'assurer l'exploitation du marché de l'énergie et l'équilibrage. Lorsqu'une double participation est nécessaire, les interfaces peuvent être précisées explicitement plutôt que supposées.

Cette approche est conforme au « modèle simplifié d'ERD » par étapes présenté dans le rapport de la CEO sur les capacités des ERD⁸ : mettre en place les capacités minimales viables nécessaires pour saisir les opportunités à court terme, tout en évitant les engagements précipités qui préjugeraient de la structure institutionnelle finale.

7.5. Les services partagés constituent une protection contre l'incertitude, et non un raccourci vers les marchés

Les services partagés peuvent constituer une protection contre l'incertitude, plutôt qu'un raccourci vers la sophistication du marché. Les opérations de cybersécurité, la gouvernance des données, l'analyse de données, et même certains aspects de l'engagement client et du soutien à l'agrégation peuvent être mutualisés entre les distributeurs afin de réduire les doublons et de gérer les risques. Aucune de ces fonctions n'exige, ni n'implique, que les distributeurs doivent également jouer un rôle de soutien au marché.

Vu sous cet angle, la contribution la plus durable de la Feuille de route ne réside peut-être pas dans l'état final qu'elle préconise, mais dans son insistance pour que l'Ontario cesse de traiter la capacité de coordination comme une exigence future abstraite. Le défi pour les organismes de réglementation consiste à veiller à ce que les moyens — plateformes et services partagés — ne déterminent pas discrètement les fins en intégrant une autorité de marché avant que les arguments économiques et institutionnels n'aient été établis.

Le principe directeur devrait donc être simple : mettre d'abord en place des plateformes permettant la coordination, puis décider plus

tard — sur la base de données probantes — où les marchés sont véritablement justifiés.

8. ORIENTATIONS POLITIQUES, PROCÉDURES D'ARBITRAGE ET NÉCESSITÉ D'UNE ADAPTATION RAPIDE DE LA RÉGLEMENTATION

8.1. Le double rôle de la CEO : l'élaboration des politiques et le règlement des litiges

Une autre raison d'être prudent avant toute convergence réside dans la structure institutionnelle de la CEO elle-même. La CEO fonctionne selon une séparation délibérée entre ses fonctions d'élaboration des politiques — notamment les lignes directrices, les cadres, les consultations et les rapports rédigés par son personnel — et son rôle d'arbitrage, exercé par les commissaires au moyen de procédures contentieuses et de décisions motivées.

Les instruments politiques récents — les lignes directrices sur les SSC, le cadre d'ACA, la consultation sur les capacités des ERD et les initiatives d'innovation connexes⁹ — indiquent une orientation claire : réduire les obstacles aux ressources énergétiques distribuées, exiger une prise en compte proportionnelle des SSC et renforcer la coordination. Il s'agit là de catalyseurs nécessaires, mais ils ne remplacent pas les décisions juridictionnelles en matière de recouvrement des coûts, d'autorité et de responsabilité.

Une simple orientation politique ne constitue pas une décision. Les commissaires doivent statuer sur les affaires litigieuses en se fondant sur des preuves; les affirmations concernant l'état final qui ne tiennent pas compte de cela risquent de surestimer le rythme réaliste du changement institutionnel.

8.2. Les priorités provinciales ont leur importance, mais elles ne remplacent pas les décisions judiciaires

La dynamique qui sous-tend les concepts d'ERD est également renforcée par les priorités plus générales du gouvernement provincial :

⁸ Commission de l'énergie de l'Ontario, *Distribution System Operator Capabilities*, document de discussion, EB-2025-0060 (mai 2025), en ligne (pdf) : CEO <engagewithus.oeb.ca/44842/widgets/188155/documents/152950>.

⁹ Commission de l'énergie de l'Ontario, *OEB Innovation Sandbox*, en ligne : CEO <oeb.ca/_html/sandbox/index.php>.

l'électrification, la fiabilité, l'abordabilité, la croissance économique et la décarbonisation. Ces priorités se traduisent par des directives ministérielles, des cadres de planification à long terme et des programmes de financement qui mettent l'accent sur la flexibilité, les ressources liées à la demande et l'utilisation efficace des infrastructures.

La Feuille de route s'aligne bien sur ces objectifs, notamment en mettant l'accent sur la facilitation de la participation des ressources énergétiques distribuées et en évitant les investissements en capital inutiles. Cette cohérence renforce la pertinence politique de la Feuille de route. Toutefois, l'alignement sur les priorités gouvernementales n'élimine pas la nécessité d'une hiérarchisation réglementaire rigoureuse. Le rôle conféré par la loi à la CEO n'est pas de mettre directement en œuvre les orientations politiques, mais de les traduire en résultats par le biais de décisions fondées sur des données probantes et capables de résister à un examen minutieux.

Cette distinction est particulièrement importante dans le contexte des ERD, où les modifications apportées aux rôles, à l'autorité du marché et aux responsabilités de coordination auraient des implications considérables sur la répartition des coûts, l'attribution des risques et les résultats pour les clients.

8.3. Pourquoi c'est le rythme des procédures d'arbitrage – et non l'ambition politique – qui dicte le véritable tempo

Du point de vue des commissaires, le défi ne réside pas dans la question de savoir si les ERD sont conceptuellement intéressants, mais plutôt si des propositions précises peuvent être tranchées, justifiées et défendues dans le cadre d'un dossier d'arbitrage. Les décisions doivent s'appuyer sur un besoin démontrable, une base légale claire et la preuve d'un avantage net pour les clients. Elles devraient viser à être suffisamment généralisables pour servir de cadres informatifs à l'exercice du pouvoir discrétionnaire en matière de politique, plutôt que de constituer des adaptations sur mesure pour les pionniers.

Dès lors que les propositions passent du stade de projets pilotes financés par des fonds externes à celui de programmes financés par les tarifs, le débat change radicalement. Les questions qui importent dans le cadre d'une procédure d'arbitrage ne sont pas de savoir si une approche est conforme aux objectifs

politiques, mais si elle peut être justifiée par rapport à d'autres solutions, étayée par des preuves et servir de base à des décisions dans les circonstances particulières d'une affaire. Dans ce contexte, les ambitions concernant les états finaux sont généralement soumises à des critères très concrets en matière de portée, de coût, de responsabilité et de répartition des risques.

C'est pourquoi le rythme de la procédure d'arbitrage devient souvent la contrainte déterminante — non pas en raison d'une résistance au changement, mais parce que les décisions institutionnelles doivent être durables une fois prises. Agir trop rapidement pour définir les rôles ou les compétences peut restreindre les options avant que la base factuelle ne soit suffisamment solide pour les étayer.

8.4. L'importance des lignes directrices en tant que « catalyseurs », et non en tant que substituts

Vu sous cet angle, les récents instruments politiques de la CEO jouent un rôle important, mais limité. Les lignes directrices et les cadres constituent des catalyseurs : ils clarifient les attentes, réduisent les frictions et ouvrent la voie à l'expérimentation. Ils ne se substituent pas à la prise de décision ni n'imposent de formes institutionnelles précises.

Mettre l'accent sur les capacités, la faisabilité et la proportionnalité soutient le processus d'arbitrage plutôt que de le devancer, permettant ainsi d'accumuler des données factuelles avant d'en appeler à des changements de grande envergure.

8.5. Assurer la cohérence entre les politiques, les orientations gouvernementales et les procédures d'arbitrage

Le risque ne réside donc pas dans l'inaction de la CEO, mais dans le fait que l'ambition politique, la défense des intérêts sectoriels et les priorités gouvernementales évoluent plus rapidement que ne peut le suivre de manière responsable l'appareil d'arbitrage. Lorsque cela se produit, des pressions s'exercent en faveur de raccourcis réglementaires : approuver des états finaux « en principe », intégrer des hypothèses dans des programmes ou des codes, ou laisser des décisions préliminaires se cristalliser en une politique réglementaire de facto.

Une approche plus durable consiste à maintenir des rôles alignés, mais distincts :

- Le gouvernement définit les priorités et les objectifs à long terme.
- La politique de la CEO établit des cadres qui favorisent l'innovation et l'apprentissage.
- Les décisions de la CEO déterminent, au cas par cas, quels outils, rôles et pouvoirs sont justifiés.

8.6. Conséquences pour le débat sur les ERD

Appliquée à la question des ERD, cette perspective renforce l'argument en faveur de la prudence. La question n'est pas de savoir si l'Ontario aura besoin d'une coordination plus forte au niveau de la distribution (ce sera le cas), mais si les éléments de preuve sont déjà suffisants pour que les commissaires approuvent un ERDSM comme forme institutionnelle par défaut.

Tant que ces éléments ne sont pas réunis, le rôle le plus constructif que peuvent jouer les décideurs politiques et les dirigeants du secteur consiste à alimenter le pipeline d'arbitrage avec des dossiers crédibles et bien délimités, plutôt que de chercher à obtenir un soutien prématuré pour un état final qui n'a pas encore fait ses preuves.

8.7. Aller au-delà des projets pilotes, c'est entrer dans l'arène décisionnelle

Un argument récurrent avancé par les distributeurs est que l'Ontario doit « aller au-delà des projets pilotes ». En tant que déclaration d'intention, cela ne prête pas à controverse. En tant que proposition réglementaire, cela revêt une signification précise et exigeante.

La plupart des projets pilotes liés à la flexibilité menés ces dernières années ont été soutenus par des fonds externes — au moyen de défis d'innovation, de programmes gouvernementaux ou de fonds d'innovation au niveau du réseau. Ces projets pilotes se sont révélés précieux pour mettre en lumière des informations techniques, opérationnelles et relatives à l'engagement des clients; mais surtout, ils n'ont nécessité que peu d'évaluation réglementaire, voire aucune, et leur viabilité économique dépendait de financement par des tiers. Ils n'ont pas été entièrement financés par les tarifs, ni soumis aux normes de preuve qui s'appliquent généralement lorsque

les distributeurs cherchent à récupérer leurs coûts auprès des clients.

Dans la pratique, aller au-delà des projets pilotes a eu une signification bien précise : passer d'un apprentissage financé par des fonds externes à la proposition d'initiatives reposant sur le soutien des consommateurs. Ce changement s'accompagne de nouvelles exigences en matière de justification, et l'expérience montre que c'est souvent à ce stade que des concepts par ailleurs prometteurs sont soumis aux critères les plus rigoureux.

Aller au-delà des projets pilotes revient à modifier le cadre réglementaire de ces activités. Dès lors que les distributeurs proposent de financer des programmes de flexibilité, des plateformes ou des marchés à l'aide des fonds des contribuables, ils doivent soumettre ces propositions à la CEO. À ce stade, la question pertinente n'est plus de savoir si une approche est innovante ou conforme aux objectifs stratégiques, mais si elle satisfait aux critères de preuve requis pour être approuvée : nécessité démontrée, proportionnalité, rentabilité, responsabilité claire et avantage net pour les clients.

Cette distinction est importante car les projets pilotes sont, par nature, soustraits à la pleine discipline de l'arbitrage. Ils permettent de tirer des leçons dans des conditions de risque réduit et de gouvernance simplifiée. Ce n'est pas le cas des programmes soumis à l'arbitrage. Ceux-ci doivent être justifiés par rapport à d'autres options, faire l'objet d'un examen approfondi et permettre de fonder des décisions raisonnées. La charge de la preuve incombe alors clairement au promoteur.

Dans cette perspective, les appels à aller au-delà des projets pilotes doivent reconnaître le rôle central de l'arbitrage : la transition du projet pilote au programme n'est pas une question de confiance ou de préparation; c'est une question de preuves. En ce sens, l'évaluation n'est pas un frein au rythme, mais le mécanisme par lequel ce rythme devient durable.

Pour les commissaires, cela signifie que la hiérarchisation est importante. Les projets pilotes peuvent éclairer le jugement, mais les rôles institutionnalisés et les programmes financés par des cotisations nécessitent un dossier suffisamment solide pour résister à un examen minutieux et éclairer de manière significative les délibérations du comité.

9. UNE VOIE CONSTRUCTIVE POUR L'AVENIR : PRIVILÉGIER LA CAPACITÉ, L'ORTHODOXIE VIENDRA PLUS TARD

9.1. Conserver les points positifs de la Feuille de route

Une réponse constructive à la Feuille de route commence par en conserver les éléments les plus solides : progression par étapes, évaluation de l'état de préparation, services partagés, capacité de la main-d'œuvre, ainsi que l'attention portée à la gouvernance et à la cybersécurité. Ces fondements sont essentiels, quelle que soit la manière dont la question des ERD sera finalement résolue.

Tout aussi importante est la reconnaissance, dans la Feuille de route, du caractère hétérogène des distributeurs de l'Ontario. Les différences de taille, de topologie des réseaux, de pénétration des ressources énergétiques distribuées et de capacité organisationnelle signifient qu'une voie de mise en œuvre unique serait à la fois inefficace et inéquitable. Toute voie crédible pour l'avenir doit donc permettre des rythmes d'adoption différenciés tout en préservant la cohérence à l'échelle du réseau là où cela importe le plus.

9.2. Ce qui devrait demeurer explicitement ouvert

La prudence s'impose lors du passage du développement des capacités à la mise en place de prescriptions institutionnelles. Trois questions, en particulier, devraient rester explicitement ouvertes à court terme.

Premièrement, comment la coordination locale est mise en œuvre. La question de savoir si un besoin donné est mieux satisfait par des incitations programmatiques, des contrats bilatéraux, des enveloppes opérationnelles, des enchères ou une approche hybride doit être déterminée par la nature du besoin, les aspects économiques de la solution et le nombre de fournisseurs crédibles — et non par la présomption que les marchés constituent la solution par défaut.

Deuxièmement, où s'effectue la formation des prix. La formation des prix de l'énergie et l'optimisation à l'échelle du réseau restent la responsabilité principale de la SIERE. L'introduction de signaux de prix locaux peut s'avérer utile dans certains contextes, mais cela soulève des questions concernant les effets

d'interaction, la responsabilité et le règlement des litiges, qui devraient être abordées à l'aide de données factuelles et d'essais plutôt que sur la base d'hypothèses.

Troisièmement, comment concilier les signaux du réseau local et ceux du réseau dans son ensemble. La double participation, la flexibilité résiduelle et la coordination dans des conditions contraignantes nécessitent toutes des interfaces soigneusement conçues. Ces interfaces peuvent être explorées au moyen de tests en bac à sable, d'exercices sur table et de projets pilotes ciblés, sans s'engager pour autant à mettre en place une autorité de marché permanente au niveau de la distribution.

Laisser ces questions ouvertes n'est pas de l'indécision; il s'agit d'une hiérarchisation méthodique. Rien dans cette approche n'exclut un ERDSM lorsque les faits le justifient; elle évite simplement de présumer de ce résultat avant l'examen des preuves et la décision finale.

9.3. Une approche réglementaire axée sur la capacité

Une approche axée sur la capacité offre un moyen concret de concilier dynamisme et prudence. Dans le cadre d'une telle approche, l'organisme de réglementation exigerait des distributeurs qu'ils démontrent leur compétence dans un ensemble défini de domaines fonctionnels — intégration de la planification, ciblage de la clientèle, accès aux données et visibilité des données, procédures opérationnelles et vérification des performances — avant de leur accorder des pouvoirs supplémentaires. Ce sont les preuves, plutôt que les aspirations, qui détermineraient quand et où des approches de coordination plus complexes sont justifiées.

Cette approche s'aligne sur les lignes directrices et les cadres existants en Ontario. Les lignes directrices sur les SSC, le cadre d'ACA et la consultation sur les capacités des ERD mettent l'accent sur le besoin démontré, la faisabilité et la proportionnalité — ce que les distributeurs doivent être en mesure de faire, et non un état final unique.

9.4. Des décisions conditionnelles plutôt que des choix binaires

L'une des pressions implicites qui pèsent sur le débat concernant les ERD réside dans l'idée selon laquelle l'Ontario doit choisir entre une convergence décisive et un report indéfini. Dans

la pratique, les organismes de réglementation disposent d'un éventail d'options plus large. Les décisions conditionnelles — qui autorisent des activités précises sous réserve du respect de seuils de preuve bien définis — constituent un outil réglementaire bien connu et efficace.

Appliqué ici, cela pourrait signifier approuver des plateformes et des services partagés, valider des projets pilotes ciblés lorsque les marchés semblent prometteurs, et établir des critères à respecter avant qu'une autorité plus large de soutien du marché ne soit accordée, tels que la viabilité économique, une participation suffisante, l'interopérabilité et une responsabilité claire.

9.5. Recadrer la question centrale

La manière la plus efficace de recadrer le débat sur les ERD consiste à recentrer la question principale. Au lieu de se demander « Quel modèle d'ERD l'Ontario devrait-il adopter ? », les organismes de réglementation et les parties prenantes pourraient se demander : « Quels problèmes de coordination doivent être résolus, au moyen de quels portefeuilles de ressources situées chez les clients, et par quelle institution responsable ? » Ce recadrage permet de concentrer l'attention sur les résultats — fiabilité, abordabilité et efficacité du réseau — plutôt que sur les étiquettes institutionnelles.

Dans cette perspective, le soutien du marché devient un outil possible parmi d'autres, plutôt que la caractéristique déterminante d'un futur ERD. Il peut s'avérer approprié dans certains contextes et inutile dans d'autres. Le but de la réglementation n'est pas de désigner le gagnant à l'avance, mais de veiller à ce que le niveau de coordination requis soit justifié par des données factuelles et s'accompagne d'une responsabilité clairement définie.

L'Ontario peut agir de manière décisive en matière de renforcement des capacités, de services partagés et de réforme de la gouvernance, tout en reportant les décisions fermes concernant la forme du marché jusqu'à ce que les aspects économiques et les interfaces institutionnelles soient mieux compris. Cela respecte la prépondérance de la Feuille de route sans permettre que les premières prises de position ne se cristallisent prématurément en une architecture définitive.

10. CONCLUSION : LA CAPACITÉ AVANT L'ENGAGEMENT

La Feuille de route est publiée à un moment où le réseau électrique de l'Ontario est soumis à une réelle pression pour s'adapter. Son appel à la mobilisation est compréhensible, et bon nombre de ses recommandations — en particulier celles concernant la préparation par étapes, les services partagés, le développement de la main-d'œuvre et la rigueur en matière de gouvernance — sont opportunes et bien fondées.

On peut cependant faire valoir que l'appel lancé par la Feuille de route pour un engagement précoce en faveur d'une forme précise d'ERD de marché est prématuré. La question centrale n'est pas de savoir si l'Ontario devrait renforcer la coordination au niveau de la distribution, mais comment cette coordination devrait être structurée, mise en œuvre et régie. Les aspects économiques des ressources énergétiques distribuées sont souvent fragiles, fortement tributaires du contexte et sensibles aux hypothèses; dans de telles conditions, le soutien du marché devrait être considéré comme un outil à tester dans des cadres bien délimités, et non comme un principe organisateur.

La clarté institutionnelle est tout aussi importante que le réalisme économique. La séparation établie de longue date en Ontario entre la gestion de l'énergie au niveau du réseau dans son ensemble et la responsabilité de la capacité des réseaux locaux a bien fonctionné. Brouiller cette frontière en attribuant prématurément, au niveau de la distribution, des pouvoirs liés à l'équilibrage du marché ou à la répartition risque de créer une ambiguïté précisément là où la responsabilité doit être la plus solide. Le défi ne réside pas dans l'intention ou la compétence, mais dans la capacité à résister face aux pressions.

Une voie plus résiliente consiste donc à donner la priorité aux capacités. L'Ontario peut agir de manière résolue pour mettre en place les fonctions nécessaires à la planification, à l'acquisition et à l'exploitation de solutions hors réseau — visibilité des données, ciblage des clients, procédures opérationnelles, vérification des performances et interfaces sécurisées — sans prédéterminer la forme que prendra le marché à terme. Les plateformes et services partagés devraient être conçus pour permettre la coordination entre divers modèles d'acquisition, et non pour ancrer par défaut une autorité de marché. Des décisions conditionnelles, des

autorisations par étapes et des seuils de preuve clairs peuvent créer une dynamique sans pour autant entraîner un blocage.

Vu sous cet angle, la question centrale n'est pas « Quel modèle d'ERD la province de l'Ontario devrait-elle adopter ? », mais « Quels problèmes de coordination faut-il résoudre, avec quelle approche de coordination, et par quel organisme de réglementation responsable ? » Répondre à cette question exige de la patience ainsi que de la détermination. Cela exige des organismes de réglementation qu'ils avancent plus lentement que les défenseurs de cette cause, non pas simplement par prudence, mais pour préserver les options possibles à mesure que les connaissances s'accumulent.

C'est dans cet esprit qu'il convient de lire la Feuille de route : non pas comme une destination, mais comme une proposition bien argumentée qui affine les questions des organismes de réglementation avant de restreindre leurs choix. ■